

Proyecto Final de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Metodología para evaluar el impacto de las tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas de distribución eléctricos

MEMORIA

Autora: María González Rodríguez
Director: Francisco Díaz González
Convocatoria: Enero 2019



Escola Tècnica Superior
d'Enginyeria Industrial de Barcelona



Resumen

Dada la importancia de las energías renovables en la transición energética hacia un sistema de generación eléctrica más limpio, se hace necesario buscar sistemas que permitan hacer de ellas una fuente de energía más fiable pese a su dependencia de las condiciones meteorológicas. En este punto es donde aparecen las tecnologías de almacenamiento de energía, que además de favorecer la integración de sistemas de generación renovable, proveen al sistema eléctrico de grandes ventajas, tanto para las distribuidoras como para los usuarios.

Este proyecto se centra en el diseño de una metodología que permita determinar el impacto de estos sistemas de almacenamiento en las redes de distribución, evaluando un caso de estudio concreto de una red rural real, que son las más vulnerables ante los cortes y contingencias del sistema eléctrico. Se somete a esta red a diferentes estados de carga bajo distintos escenarios, donde se varían condiciones como el grado de penetración de generación renovable, o la posibilidad de que los transformadores que componen la red queden fuera de servicio. En esta fase también se pone a prueba la infraestructura de la red para soportar distintos niveles de tensión y de corriente. Los resultados muestran que se trata de una red robusta capaz de soportar grandes variaciones en los flujos de carga.

Con todo ello y ante un escenario con un alto excedente de generación renovable de origen fotovoltaico, se propone la integración de una batería de litio en esta red, que permita no solo garantizar el suministro a los usuarios, sino también consumir su propia energía durante periodos nocturnos en los que no haya generación renovable. Mediante esta solución, los consumidores además pueden ver reducida su factura eléctrica y disminuyen el grado de dependencia de la red de distribución.

Contenido

Índice de Figuras	7
Índice de tablas	9
1. Glosario.....	10
2. Introducción y objetivos	11
2.1 Objetivos del proyecto.....	11
3. Estado del arte.....	13
3.1 Tecnologías de almacenamiento.....	13
3.2 Baterías electroquímicas de estado sólido.....	18
3.3 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías	23
3.4 Almacenamiento energético en el mundo	29
3.4.1 Proyectos relacionados.....	30
4. Metodología	32
4.1 Introducción	32
4.2 Construcción del modelo de DIg-SILENT Power Factory	34
4.2.1 Estructura y herramientas de DIg-SILENT.....	34
4.2.2 Network Diagram.....	37
4.2.3 Programación de Scripts y Subscripts	46
5. Caso de estudio.....	49
5.1 Estudio de la red	49
5.1.1 Localización y descripción de la red.....	49
5.1.2 Base de datos.....	52
5.1.3 Industria	57

5.2 Descripción de los escenarios	58
6. Discusión de los resultados y post-proceso	64
7. Propuesta de soluciones	69
8. Planning	74
8.1 Planificación del proyecto	74
8.2 Planificación de la ejecución del proyecto	74
9. Presupuesto	76
9.1 Presupuesto de la elaboración del proyecto	76
9.2 Presupuesto de la implementación del proyecto	76
10. Impacto ambiental y social	77
10.1 Impacto ambiental	77
10.2 Impacto social	78
11. Conclusiones	80
Bibliografía	81

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema de las tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia.....	13
Figura 2. Curvas de descarga de una celda de plomo-ácido. [8].....	19
Figura 3. Ventajas, desventajas y usos de los principales tipos de baterías recargables. [1]	20
Figura 4. Aplicaciones del almacenamiento de energía en los distintos niveles de la red eléctrica. [1]	24
Figura 5. Servicios del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico. [1]	25
Figura 6. Efecto del almacenamiento en la modulación de la demanda. [1]	27
Figura 7. Capacidad global instalada de las centrales de bombeo en operación. [7]	29
Figura 8. Almacenamiento eléctrico global en operación por tecnología. [7]	30
Figura 9. Metodología del proyecto.	32
Figura 10. Ventana para la configuración de líneas en DIg-SILENT	38
Figura 11. Ventana para la configuración de modelos de líneas de la biblioteca local.....	39
Figura 12. Ventana para la configuración de modelos de líneas de la biblioteca local, tipo de cable.	40
Figura 13. Ventana para la configuración de cargas en DIg-SILENT.....	41
Figura 14. Ventana para la configuración de terminales en DIg-SILENT.....	42
Figura 15. Ventana para la configuración de transformadores en DIg-SILENT.....	43
Figura 16. Ventana para la configuración de modelos de transformadores de la biblioteca local.	44
Figura 17. Ventana para la configuración de fuentes de tensión en DIg-SILENT.....	45
Figura 18. Diagrama de flujo del programa implementado en DIg-SILENT.	46
Figura 19. Mapa de localización de la red [15]	49
Figura 20. Esquema unifilar de la red inicial	51

Figura 21. Perfil de consumo de energía activa de la carga 4.	53
Figura 22. Perfil de consumo de energía reactiva de la carga 4.	53
Figura 23. Esquema unifilar de la red estudiada	56
Figura 24. Perfil de consumo diario de energía activa de la industria.	57
Figura 25. Perfil de consumo diario de energía reactiva de la industria.	58
Figura 26. Perfil de consumo de energía activa carga 20.	59
Figura 27. Contribución de la industria al consumo total de energía activa.	61
Figura 28. Perfil de consumo aumentado de la carga 17.	62
Figura 29. Gráfica temporal de la corriente en la línea 16	65
Figura 30. Gráfica monótona de la corriente en la línea 16	65
Figura 31. Gráfica monótona de la corriente de la línea 16 en el escenario 5	67
Figura 32. Gráfica temporal de potencia intercambiada con la red en el escenario 2	69
Figura 33. Gráfica temporal de la potencia intercambiada con la red en el escenario 2 con batería	70
Figura 34. Batería seleccionada del fabricante Fenecon [17]	71
Figura 35. Imagen del emplazamiento donde se ubicará la batería. [18]	71
Figura 36. Gráfica de la variación de energía almacenada en la batería	72
Figura 37. Diagrama de Gantt de la planificación del proyecto	74
Figura 38. Diagrama de Gantt de la ejecución del proyecto	75
Figura 39. Detalle del mix energético en España en 2017 y 2018 [20]	77
Figura 40. Etapas del ciclo de vida de un producto. Fuente: Elaboración propia.	78

Índice de tablas

Tabla 1. Comparación de Software. [9] [10] [11] [12]	33
Tabla 2. Características de los transformadores	52
Tabla 3. Características de los cables.....	54
Tabla 4. Resumen de resultados.....	64
Tabla 5. Características técnicas de la batería [17].....	70
Tabla 6. Presupuesto de la elaboración del proyecto.....	76
Tabla 7. Presupuesto de la implementación del proyecto.....	76

1. Glosario

PEM Membrana de Intercambio de Protones

SMES Superconducting Magnetic Energy Storage

SAls Sistemas de Alimentación Ininterrumpida

XLPE Polietileno Reticulado

2. Introducción y objetivos

Las energías renovables están ganando más peso en la generación eléctrica, en un contexto mundial en el que el cambio climático cada día es más evidente. Por otro lado, la dependencia de estas de las condiciones meteorológicas la hacen mucho más variable de otras fuentes de energía, y por tanto en muchas ocasiones se considera a las energías renovables como fuentes no fiables. Por tanto, para la integración de estas en el mix energético, se proponen diferentes sistemas de apoyo en los que se almacena energía excedente. Esta energía luego se emplea en otros momentos en los que la generación renovable no es suficiente para satisfacer la curva de demanda.

El almacenamiento de energía, además, no solamente sirve para compensar la generación con la demanda, si no que puede proveer muchos otros servicios a diferentes niveles del sistema eléctrico, como el control de la frecuencia o la mejora de la calidad de onda. En función del tipo de almacenamiento energético, estos servicios a los que pueden dar apoyo varían. Algunas de estas tecnologías están en una fase de madurez, pero muchas otras aún son objetivo de investigaciones. Este desarrollo progresivo de las tecnologías de almacenamiento permite un abaratamiento de los costes, favoreciendo su integración en la red.

2.1 Objetivos del proyecto

Este proyecto persigue la elaboración de una metodología para evaluar el impacto de las tecnologías de almacenamiento en el sistema eléctrico, en concreto en la red de distribución. Para ello, se quiere elaborar una herramienta que permita valorar las condiciones actuales del sistema ante la demanda actual, y determinar si la infraestructura existente es capaz de soportar los flujos de energía que hay. Se analiza un caso de estudio en concreto, sometiendo esta red a diferentes escenarios con sus estados de carga y condiciones asociadas. Estos escenarios cuentan con generación renovable fotovoltaica en distinto grado, y sin ningún sistema de almacenamiento de la energía excedente, por lo que esta es volcada a la red en su totalidad actualmente. Se evalúan parámetros como la corriente o la tensión de los diferentes elementos del sistema, y se determina si están dentro de los rangos admisibles. Una vez evaluada la red actual, se quiere proponer la incorporación de un sistema de almacenamiento energético que dé soporte a la red, y mejore sus prestaciones, determinando la influencia del mismo en las condiciones de operación de la red.

De entre todas las tecnologías de almacenamiento propuestas, este estudio se centra en las baterías electroquímicas de litio, que son las que mejor se adaptan a los requerimientos de este

proyecto, y son por tanto las que más se detallan en este documento.

3. Estado del arte

Las tecnologías de almacenamiento se emplean para dar apoyo en la operación a los sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables. Así, se dota a estas últimas de una mayor fiabilidad y las permite alcanzar unos mayores niveles de eficiencia.

Al disponer de una gran variedad de sistemas de almacenamiento de energía, se da un repaso a las principales tecnologías en el apartado 3.1. El apartado 3.2 se centra en las baterías de litio, que son las que conciernen a este proyecto. Además, en el apartado 3.3 se detallan los diferentes servicios que puede dar el almacenamiento de energía, no solo la satisfacción de la curva de demanda. Por último, en el punto 3.4 se presenta el estado del almacenamiento energético mundial en la actualidad y proyectos relacionados.

3.1 Tecnologías de almacenamiento

En este apartado, se presentan los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento y se ofrece una breve descripción.

Los principales sistemas de almacenamiento energético son electroquímicos, electromecánicos, electromagnéticos y almacenamiento térmico.

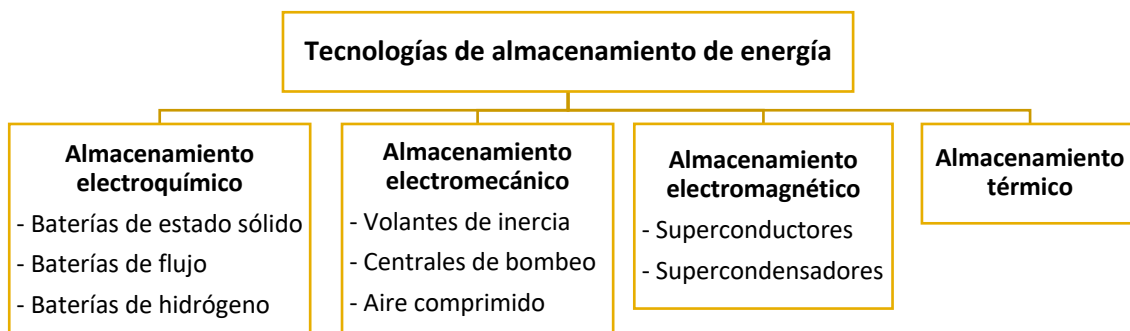


Figura 1. Esquema de las tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia

Atendiendo a esta clasificación, seguidamente se definen y se analizan cada uno de estos tipos.

Sistemas de almacenamiento electroquímico

Las tecnologías de almacenamiento electroquímico están basadas en un principio de operación químico. Esto significa, básicamente, que las celdas electroquímicas transforman la energía

química que almacenan en energía eléctrica. Cada una de estas celdas consta de un terminal positivo y negativo, comúnmente llamados cátodo y ánodo. El flujo entre estos dos terminales genera una diferencia de tensión que proporciona la batería a diferentes estados de carga. [2]

Hay dos grandes grupos de baterías electroquímicas. El primer grupo se compone por las denominadas baterías de estado sólido, que se caracterizan por reacciones reversibles de oxidación y reducción. Los tipos más comunes están compuestos de litio, sodio y níquel. En el punto 3.2 se ofrece una descripción más exhaustiva de las baterías de estado sólido.

El segundo grupo incluye las baterías de flujo, que se caracterizan por reacciones reversibles al igual que las primeras pero en ellas el electrolito fluye desde el tanque del ánodo al tanque del cátodo. Así, estas baterías pueden ser instantáneamente recargadas. Su capacidad depende directamente de la capacidad de los tanques y de la celda.

Hay un tercer tipo de baterías cuyo principio de operación se considera electroquímico. Son las baterías de hidrógeno, que no se consideran dentro del mismo grupo que las baterías de estado sólido y las baterías de flujo debido a que tiene una operación distinta a las anteriores y diferentes aplicaciones. Su principio de operación se basa en la electrólisis que permite convertir electricidad en hidrógeno y viceversa. La eficiencia de estas celdas está en torno al 40%, y se sigue trabajando en tecnologías que mejoren este valor. [2]

La tecnología más madura es la electrólisis alcalina y las de tipo PEM (Proton Exchange Membrane), que ofrece buenas prestaciones en condiciones estacionarias. Hay una tercera tecnología en desarrollo basada en electrolitos que trabajan a alta temperatura y que podrían suponer una alternativa a los otros tipos de pilas de combustible. [2]

Sistemas de almacenamiento electromecánico

En este grupo se encuentran todas las tecnologías capaces de almacenar energía mecánica, ya sea en forma de energía potencial o energía cinética. Estas son los volantes de inercia, las instalaciones reversibles de bombeo de agua y las instalaciones de aire comprimido. [1]

Los volantes de inercia son sistemas electromecánicos capaces de almacenar energía cinética, de manera que un disco mecánico rota dentro de un bobinado estático que se encuentra conectado a una máquina eléctrica. Esta última permite el intercambio de potencia con la red eléctrica y, además, controla la operación del volante de inercia actuando sobre el rotor y por tanto sobre la inercia del disco acoplado. En estado estacionario, el sistema gira a una gran

velocidad constante consumiendo tan solo la cantidad de energía eléctrica mínima para compensar las ineficiencias del sistema. Para aumentar la energía almacenada, el sistema incrementa su velocidad de giro produciendo una aceleración del volante y consumiendo energía de la red eléctrica. Es durante la deceleración del volante de inercia cuando se produce la inyección de potencia eléctrica a la red. La capacidad de almacenamiento de los volantes de inercia es relativamente baja, por lo que su operación se utiliza como almacenamiento a corto plazo (Es capaz de dar su potencia nominal durante unas pocas horas). Sin embargo, presentan buenas prestaciones en cuanto a otros aspectos como la alta ciclabilidad (ciclos de carga-descarga), alta eficiencia energética y alta densidad de potencia y energía. Por ello, los volantes de inercia se consideran adecuados para aplicación en sistemas de respaldo en cargas críticas de hospitales y centros de datos, como medida de eficiencia energética en vehículos eléctricos y trenes, para estabilizar la frecuencia en el sistema eléctrico de potencia y para evitar la fluctuación de tensiones, conocido como efecto flicker, provocada en sistemas de generación renovable, como la eólica, suavizando la potencia eólica inyectada en la red. [1] [3]

Respecto al almacenamiento de energía mecánica en forma de energía potencial se encuentran los ya mencionados sistemas reversibles de bombeo de agua, que son capaces de almacenar cientos de MW de potencia, ofreciendo cientos o miles de megawatios a la hora de energía, atendiendo a su capacidad. Se caracterizan por proporcionar una rampa de potencia alta con un tiempo de respuesta del orden de segundos. Esta tecnología ha alcanzado en la actualidad un avanzado nivel de desarrollo y consta de una gran vida útil. Dependiendo a los tipos de sistemas de bombeo, estos se clasifican en abiertos, semiabiertos o cerrados. Los abiertos y semiabiertos requieren de un río, mientras que los cerrados requieren de dos embalses artificiales sin conexión con ningún río. También existen otras topologías como los embalses que dan directamente al mar o a minas abandonadas, entre otros. Sin embargo, hay diversos aspectos medioambientales que condicionan tanto la construcción como la aceptación de este tipo de sistemas de almacenamiento energético. Cabe destacar que los sistemas almacenamiento por bombeo son distintos de los sistemas de generación eléctrica mediante energía hidráulica. Los sistemas de almacenamiento por bombeo se emplean para la casación entre las curvas de generación y demanda de energía eléctrica.

Por último, dentro del grupo de los sistemas de almacenamiento electromecánico se encuentran los sistemas de almacenamiento mediante aire comprimido (*Compressed Air Energy Storage*, CAES). Su funcionamiento se basa en tomar energía eléctrica de la red para comprimir aire. Este aire se almacenado puede alcanzar los 100 bares de presión a temperatura ambiente. Los

lugares destinados al almacenamiento suelen ser cuevas subterráneas, que se adaptan y se aprovechan para este fin a modo de depósitos. Cuando hay demanda de la red, estos sistemas transforman la energía potencial del aire comprimido en energía eléctrica mediante un grupo de turbinas de alta y baja presión conectadas a un generador eléctrico que vuelca la energía a la red. Normalmente, el grupo de turbinado se alimenta con una mezcla de aire comprimido y gas natural que combustiona previamente, lo que aumenta el rendimiento de la operación del generador eléctrico de gas natural convencional con un bajo consumo de este último gas. [1]

Sin embargo, no existen muchos sistemas de almacenamiento de aire comprimido a gran escala, debido a la dificultad de encontrar cuevas aptas para este sistema. Actualmente, las plantas existentes tienen potencias nominales que van desde los 80 KW hasta los 320 MW. [1] No obstante, los proyectos más recientes se están centrando en sistemas de almacenamiento de aire comprimido adiabáticos, que permiten un uso adicional del calor de compresión, lo cual mejora notablemente el rendimiento de la planta. Estos son los denominados sistemas de almacenamiento de aire comprimido adiabáticos avanzados, AA-CAES. Respecto a lo anterior, se encuentran dos proyectos relevantes: el proyecto ADELE y el proyecto ALACAES. El proyecto ADELE se plantea como una solución para la integración de las energías renovables en el mercado eléctrico, permitiendo almacenar la energía almacenada mediante aire comprimido. La planta piloto se pretende instalar en Alemania, y una vez alcanzada la madurez del proyecto las plantas comerciales podrían llegar a almacenar 1.000 MWh de energía eléctrica y alimentar la red con 300 MW eléctricos durante varias horas, alcanzando un rendimiento del 70%. [4] En cuanto al proyecto ALACAES, ya se ha realizado la instalación de la planta piloto en los Alpes Suizos. En este caso se utiliza un túnel abandonado con capacidad para almacenar 500 kW de potencia y suministrar electricidad durante 4 horas. [5].

Sistemas de almacenamiento electromagnético

Dentro de este grupo de sistemas de almacenamiento de energía se encuentra el almacenamiento electromagnético en superconductores (*Superconducting magnetic energy storage, SMES*) y los supercondensadores.

El almacenamiento electromagnético en superconductores, SMES, se basa en el almacenamiento de energía creada por una corriente eléctrica que atraviesa una bobina superconductora. Las temperaturas de operación son muy bajas, y en base a ella se clasifican en sistemas de alta temperatura, que operan alrededor de los 70 °K y los de baja temperatura en torno a 5 °K. El funcionamiento de estos sistemas a temperaturas tan bajas permite que la

eficiencia sea muy alta ya que se disminuyen notablemente las pérdidas por resistencia de los materiales [1].

Los sistemas SMES se asimilan en cuanto a aplicaciones con los volantes de inercia o los supercondensadores, ya que se emplean para dar calidad de potencia suministrada. Se caracterizan por una rápida respuesta, una alta ciclabilidad y elevadas rampas de potencia. Esta tecnología se encuentra aún en una fase experimental, y principalmente se pretende aplicar en microrredes y sistemas de distribución. [1]

En cuanto a los supercondensadores, la energía se almacena en forma de campos electrostáticos en la celda, cuya capacidad de almacenamiento de energía depende de la tensión de la celda y de la capacidad en sí. En la actualidad, hay líneas de investigación para aumentar la capacidad de almacenamiento de las celdas de supercondensadores según la tensión de la celda y según el material de los electrodos. Los sistemas que hay en el mercado pueden proporcionar hasta 0,35 Wh por celda, maximizándose esta al disponer las celdas en serie hasta alcanzar varios cientos de voltios de tensión de salida. Se caracterizan por una alta ciclabilidad, una gran rapidez de respuesta y elevadas rampas de potencia, así como gran potencia específica. Hasta el momento se han empleado en electrónica de potencia y en el campo ferroviario, aunque no constan todavía de una gran aplicación comercial. Las aplicaciones de esta tecnología podrían competir con las de los volantes de inercia y se estudia su utilización de forma complementaria a las baterías de litio convencionales. [1]

Sistemas de almacenamiento térmico

El almacenamiento termoeléctrico también se emplea para generar electricidad. Existen un gran número de tecnologías según se emplee calor sensible, calor latente o reacciones termoquímicas en el fluido caloportador durante la carga y descarga de los tanques de almacenamiento. [1] Actualmente tiene un campo de aplicación bastante extenso y desarrollado como sistema de almacenamiento para plantas de tecnología termosolar, como son las plantas de colectores cilindro-parabólico o de torre central. En ellas, se calienta un fluido caloportador, agua o aceite, con radiación solar que posteriormente intercambia este calor con otro fluido térmico a menor temperatura, pudiendo ser este último aceite, sales u hormigón. Así, durante las horas de sol, en las que la parte termosolar de la central no genera electricidad, se emplea el calor almacenado en el aceite sintético o en las sales fundidas para calentar vapor de agua accione una turbina conectada a un generador eléctrico para generar electricidad.

Actualmente existen numerosas plantas termosolares que emplean este sistema de almacenamiento de energía, y que permiten aumentar el rendimiento de la planta gracias a la producción eléctrica con el calor almacenado en ausencia de sol. Las plantas que operan actualmente con esta tecnología tienen potencias instaladas del orden de megavatios, alcanzando algunas los varios cientos de megavatios y hasta 6 horas de generación eléctrica sin sol trabajando a potencia nominal. Sin embargo, aún hay varias líneas de investigación abiertas para mejorar las propiedades de las sales fundidas, que a altas temperaturas pueden perder propiedades, disminuyendo el rendimiento del sistema de almacenamiento térmico.

3.2 Baterías electroquímicas de estado sólido

Tal y como se ha mencionado en el punto 3.1, las baterías de estado sólido pertenecen al grupo del almacenamiento electroquímico y basan su principio de operación en reacciones de reducción y oxidación reversibles denominadas *redox*. Este tipo de reacciones se caracterizan porque uno de los compuestos químicos que intervienen pierde electrones para cedérselos a otro, quedando ambos compuestos en forma iónica. Para que se produzcan estas reacciones han de cumplirse determinados requisitos:

- Electrodo con carga negativa o ánodo en el que se producen las reacciones de oxidación. Durante estas últimas, el ánodo pierde electrones.
- Electrodo con carga positiva o cátodo, en el que se producen las reacciones de reducción durante las que el cátodo gana electrones.
- Electrolito, que es la mezcla de iones que permite el intercambio de electrones con los electrodos.
- Separador, que permite la separación entre el cátodo y el ánodo, para asegurar el intercambio de electrones a través del electrolito.

En pleno estado de carga, la diferencia de carga electroquímica entre cátodo y ánodo es máxima. Esto significa una diferencia de potencial entre ambos, que permite a la celda dar la tensión más alta para que ha sido dimensionada, pudiendo estar esta comprendida entre 1 y 4 V. Para alcanzar mayores niveles de tensión, se disponen bancos de baterías colocados en serie. Además, según la función final de la batería también pueden requerirse niveles de corriente que se alcanzan mediante la colocación de las baterías en paralelo. [1]

La batería proporciona unos niveles de tensión determinados hasta alcanzar un mínimo,

denominado tensión mínima de operación que permite obtener la máxima corriente antes de que la tensión de la celda caiga drásticamente. Esto se puede comprobar mediante las curvas de operación de las baterías, en los que pueden verse los diferentes valores de la tensión en función del tiempo de descarga. (Figura 2)

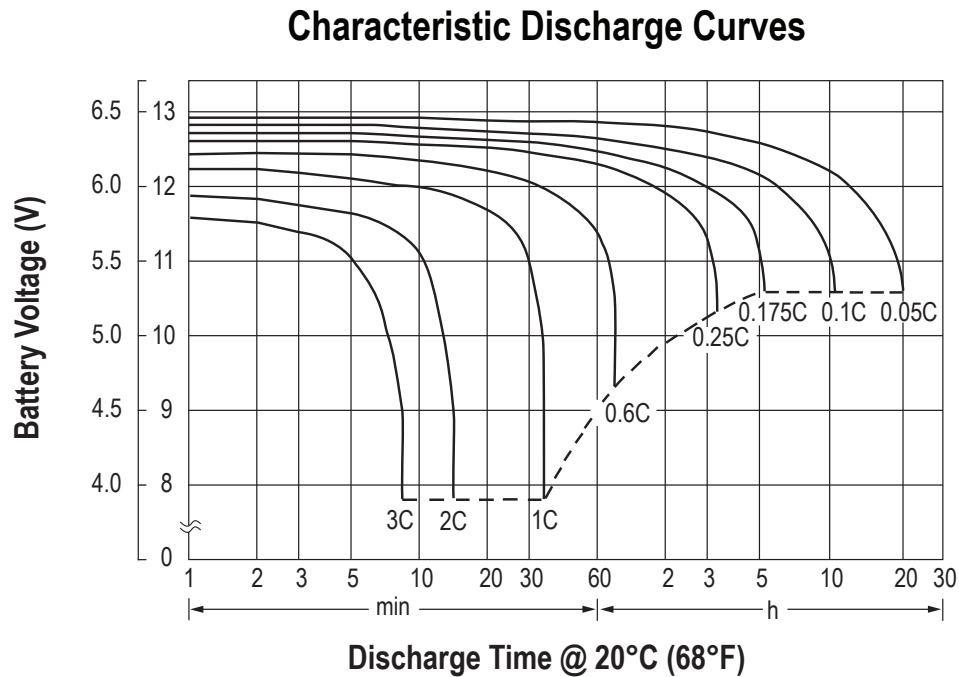


Figura 2. Curvas de descarga de una celda de plomo-ácido. [8]

Actualmente los principales tipos de baterías que se comercializan son de plomo-ácido, alcalinas, de sales fundidas y de litio-ión. En la figura 3, se muestra una tabla comparativa con cada una de estas tecnologías y se muestra un breve análisis de las ventajas y desventajas de cada una, así como sus aplicaciones.



Figura 3. Ventajas, desventajas y usos de los principales tipos de baterías recargables. [1]

Se observa que las baterías de Plomo-ácido y las alcalinas son más baratas que las baterías de sales fundidas o de litio-ión. Se trata de una tecnología más madura, con un coste inferior. Esto favorece su aplicación en muchos sectores, a pesar de que sus prestaciones son mucho más bajas que las que ofrecen las baterías de litio-ión o sales fundidas. Además, no se caracterizan por tener una alta ciclabilidad, y ofrece bajas prestaciones en cuanto a densidad energética y eficiencia se refiere.

Seguidamente se realiza un análisis a los diferentes tipos de baterías electroquímicas.

Baterías de plomo-ácido

En las baterías de plomo-ácido, los electrodos son placas de plomo y el electrolito lo compone una mezcla de ácido sulfúrico. Cada celda tiene una tensión de 2 V, y es capaz de proporcionar elevados niveles de corriente. Así una de sus principales aplicaciones es en la automoción o en SAI's como batería de arranque, en las que se requiere de altos valores de corriente en estado estacionario.

Esta tecnología consta de una gran madurez tecnológica y de un bajo coste en comparación con las otras tecnologías. Sin embargo, las prestaciones que ofrece son muy limitadas, pues su ciclabilidad es baja, así como su densidad energética.

Uno de los principales inconvenientes que ofrecen es la alta dependencia de sus propiedades con la temperatura de operación, el ratio de descarga y la sulfatación. La sulfatación provoca la degradación de las baterías mediante la formación de cristales de sulfato de plomo en los electrodos, de manera que para eliminarlos la batería ha de someterse a elevados estados de sobretensión. Sin embargo, esto último también es contraproducente para la batería ya que provoca reacciones de electrólisis en los electrodos, degradándolos por oxidación. [1]

Baterías alcalinas

Se denominan alcalinas aquellas baterías que disponen de un electrolito con base alcalina, normalmente potasio. Las principales baterías dentro de este grupo son las de níquel-cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH). En las baterías de níquel-cadmio, el níquel forma parte del compuesto del ánodo y el cadmio del cátodo. En las baterías de níquel-metal hidruro, el cátodo está formado por una aleación de hidruro metálico.

Son más caras que las de plomo-ácido, y tienen menor ciclabilidad. La densidad de energía y el rango de temperaturas en el que operan es mayor que en el caso de las baterías de plomo-ácido. No obstante, las baterías de níquel-cadmio tienen un “efecto memoria” que consiste en la disminución de sus prestaciones (capacidad o tensión) con cada recarga por estar sometidas a una elevada temperatura o corriente, reduciendo su vida útil.

Las baterías de níquel-metal hidruro presentan problemas de descarga por usos separados en el tiempo, lo que se conoce como tasa de autodescarga. Esto las hace más adecuadas para aplicaciones de uso continuo. Por otro lado, también presentan problemas por sobrecarga o descarga excesiva, afectando al igual que las anteriores, a su vida útil. Actualmente existe una variante de estas que permite realizar recargas rápidas, que presentan mejores eficiencias que las recargas lentas, permitiendo así la aplicación de las baterías de níquel-metal hidruro en aplicaciones no estacionarias si afectar a la degradación por desuso.

En cambio, las baterías de níquel-cadmio presentan un mejor desempeño ante consumos discontinuos como en iluminación de emergencia o instrumentación y control. [1]

Baterías de sales fundidas

Estas baterías se caracterizan por un electrodo en estado líquido que está compuesto por las sales fundidas. Estas sales normalmente son sodio azufre (NaS) y sodio metal (Na/NiCl₂), donde el sodio compone la parte del ánodo y el azufre fundido es el electrodo positivo o cátodo. Los

electrodos están separados por un sólido cerámico, que a su vez hace de electrolito permitiendo el paso de los iones positivos de sodio a través de él. [2]

Trabajan a una temperatura elevada, por lo que no supone un problema para este tipo de baterías trabajar bajo elevadas condiciones de temperatura ambiente. La autodescarga es casi despreciable, por lo que la eficiencia es del 100 % en cada estado de carga. Su operación ante sobrecargas es buena, ya que no se ve alterada. Aún se encuentran en fase de investigación, pues la energía y el tiempo necesarios para el arranque de la batería son elevados debido a las altas temperaturas a las que opera. En ocasiones se prefiere mantener la temperatura de operación constante, lo que supone un consumo del 15% de la energía que almacena la batería.

Tanto las baterías de sodio azufre como las de sodio metal tienen alta eficiencia, ciclabilidad y energía específica, pero de elevado coste. Se emplean en sistemas estacionarios esencialmente como SAIs, integración de renovables o telecomunicaciones. [1]

Baterías de litio

En el caso de las baterías de litio, hay una gran variedad de materiales que se emplean en los electrodos. En las baterías actuales, el ánodo normalmente está compuesto por grafito, aunque hay otros materiales que pueden utilizarse para componer el electrodo negativo, como el titanato de litio. Algunas líneas de investigación de fabricantes de ánodos como Nexeon, están desarrollando ánodos compuestos de materiales basados en silicio que mejoren las prestaciones de los actuales ánodos compuestos de grafito, ya que el silicio tiene una mayor densidad energética. De esta manera, mejorarían las prestaciones generales de la batería. Para el cátodo, la diversidad de materiales que se emplean es mayor, pues hay varios compuestos que presentan buenas características para la operación del cátodo. Usualmente son compuestos de óxidos metálicos o fosfatos litiados. Entre las baterías comercializadas, el compuesto más empleado en la composición del cátodo es un fosfato litiado que contiene hierro (Li_xFePO_4) ya que ofrece una mayor ciclabilidad, y ratios favorables de carga y descarga. La tensión de celda que presentan estas baterías es de 3,2 V aproximadamente, siendo un valor más bajo que el que proporcionan celdas con otros materiales catódicos. Esto hace que estas baterías se presenten como una alternativa más segura gracias a la mayor estabilidad termodinámica del cátodo sobre el electrolito.

Las baterías con cátodos compuestos de Li_xCoO_2 han sido las que mayor tensión de celda han probado hasta el momento, y por tanto, mayor densidad energética. Sin embargo, la falta de

abundancia de cobalto en la corteza terrestre puede suponer un inconveniente para su implementación a gran escala, aunque a día de hoy es el compuesto más utilizado para cátodos en dispositivos electrónicos como teléfonos móviles.

El electrolito en las baterías de litio no sería un compuesto acuoso como en las baterías alcalinas, si no una mezcla de carbonatos orgánicos con sales de litio disueltas. [1]

Dentro de los sectores a los que aplican las baterías de litio, destacan la automoción y el sistema eléctrico de potencia. La primera está siendo uno de los sectores pioneros en impulsar el desarrollo de nuevas baterías con mejores prestaciones para poder ser aplicadas dentro del terreno de la electro movilidad. Dentro de las posibilidades que ofrece el mundo de las baterías, las de litio son consideradas las más adecuadas para la automoción gracias a la alta ciclabilidad, la alta energía y potencias específicas que presenta, así como la baja autodescarga. Sin embargo, aún hay algunos obstáculos que superar en cuanto a la relación calidad-precio que ofrecen estas tecnologías frente a vehículos de tecnologías convencionales.

Por otro lado, como ya se ha mencionado, el sistema eléctrico de potencia ha sido otro de los grandes demandantes de baterías y de su desarrollo, pues es un elemento crucial para la integración de las energías renovables en la red eléctrica. Estas últimas se caracterizan por una producción intermitente acompañada de picos de producción por encima del consumo energético demandado, lo que plantea el desafío del almacenamiento de este exceso de energía. Por ello, las baterías de litio también pueden dar solución a gran escala en el sistema eléctrico tanto a nivel de generación como a nivel de consumo en el caso de la generación distribuida.

Alternativamente a lo anterior, otra vertiente de las baterías de litio propone el empleo de matrices de polímeros o compuestos cerámicos en lugar de un electrolito líquido, que actúa de nexo entre los electrodos positivo y negativo. El electrolito se encuentra fijo en las cavidades porosas del material polimérico, permitiendo únicamente el flujo de iones de litio entre el ánodo y el cátodo. Esto aumenta su densidad energética, dando lugar a un dispositivo más estable y seguro. Estas baterías aún se encuentran en estado de desarrollo tecnológico. [1]

3.3 Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías

En lo relativo a este proyecto, se plantean las baterías como sistemas de almacenamiento de

energía para dar servicio a redes eléctricas. En este apartado, se describen las diferentes aplicaciones de las baterías para satisfacer los requerimientos de la red eléctrica a diferentes niveles.

Dadas las limitaciones actuales del sistema eléctrico, surgen una serie de desafíos a diferentes niveles de la red, y de ahí la necesidad de plantear soluciones para cada escala. Algunas de estas limitaciones se presentan en la figura 4.



Figura 4. Aplicaciones del almacenamiento de energía en los distintos niveles de la red eléctrica. [1]

El almacenamiento de energía en baterías proporciona una serie de ventajas que pueden ir solventando algunos de los problemas actuales a medida que aumente su integración en el sistema eléctrico. En la figura 5 se pueden observar, de maneras general, los diferentes servicios que puede aportar el almacenamiento de energía en baterías a cada nivel del sistema eléctrico de potencia, en función de la capacidad y las horas de almacenamiento.

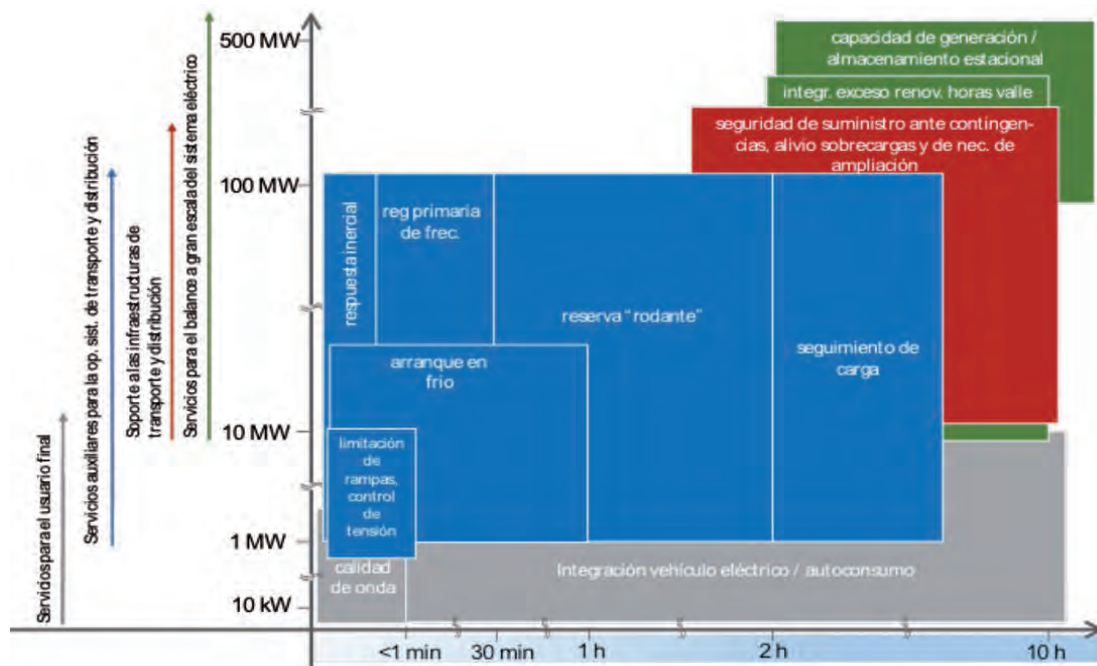


Figura 5. Servicios del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico. [1]

Según la aplicación de los sistemas de almacenamiento se diferencia entre aplicaciones de potencia y aplicaciones de energía. Las aplicaciones de potencia normalmente se requiere durante periodos de tiempo muy cortos, por lo que la capacidad de almacenamiento será menor. En el caso de las aplicaciones de energía, se necesitan capacidades mucho mayores de almacenamiento ya que los aportes habrán de ser realizados durante horas.

De entre todas las tecnologías disponibles, las baterías de estado sólido resultan ser las más adecuadas para aplicaciones en estado estacionario gracias a las ventajosas prestaciones que presentan frente a otras tecnologías. Se presentan a continuación las aplicaciones que pueden tener las baterías a los distintos niveles de la red según la clasificación recogida en [1] y [6], y se da una breve descripción del soporte que proporcionan.

- Servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico

El objetivo de este servicio es el almacenamiento de energía procedente de fuentes renovables con el propósito de la integración de estas últimas en la red eléctrica. Según la aplicación final de las baterías, se diferencian entre dos tipos de servicios en el balance a gran escala del sistema eléctrico:

- a) Capacidad de generación y almacenamiento estacional. Se requiere una capacidad del orden de cientos de MW y un tiempo de descarga energética que vaya desde las 2 horas hasta 10 aproximadamente. En el caso del almacenamiento

estacional, se plantean sistemas de almacenamiento con capacidad de descarga de varios días.

- b) Integración de exceso de renovables en las horas valle. Al igual que las anteriores, la capacidad de almacenamiento debería poder alcanzar valores desde varias decenas de MW hasta 500 MW y tiempos de descarga entre las 2 y las 10 horas.

Las baterías permiten el almacenamiento del exceso de energía proveniente de la generación renovable, haciendo de estas un modelo de generación energética más fiable y continuo, pues la discontinuidad en la generación, y la diferencia entre los momentos de producción y consumo son dos de los principales desafíos que se plantean para la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. En muchos casos, la generación renovable depende de la hora del día e incluso de la estación del año, lo cual da desventaja a estos sistemas de generación frente a tecnologías convencionales. Las baterías pueden almacenar el exceso de energía generada durante horas de máxima producción para poder ser posteriormente aprovechada en aquellos momentos en los que la demanda energética del sistema así lo requiera. Mediante esta modulación de la curva de generación, las energías renovables tendrían una generación más constante y predecible. Así, podrían integrarse a diferentes niveles, tanto en generación distribuida como a gran escala, garantizando la fiabilidad del sistema. El tiempo de respuesta requerido para estos sistemas es de minutos. Por todo ello, las tecnologías que más se adaptarían a las condiciones anteriores son las baterías de flujo, gracias a la escalabilidad que ofrecen. No obstante, dentro de las opciones comerciales actuales, las baterías de litio, sodio o plomo también podrían dar servicio como baterías secundarias en sistemas con una capacidad de decenas de MW.

- Soporte a las infraestructuras de transporte y distribución

En este caso, el servicio de los sistemas de almacenamiento se centra en el alivio de sobrecargas en la red, principalmente en los transformadores. También permite posponer e incluso evitar la inversión en ampliaciones de los sistemas de transporte y distribución ante un aumento del consumo en ciertos puntos de la red, así como garantizar la continuidad de suministro ante posibles contingencias que perturben el normal funcionamiento de las redes de transporte y distribución. La capacidad de estos sistemas de almacenamiento puede ir desde unas decenas de MW hasta centenares. El tiempo de respuesta requerido es de varios segundos y el tiempo de descarga sería de 1 a 10 horas. Estas características postulan de nuevo a las baterías de litio, sodio o plomo como candidatas en sistemas de almacenamiento secundarios. El sistema de almacenamiento principal para este servicio son las centrales de bombeo y de aire comprimido,

que presentan mayor capacidad.

Los sistemas de almacenamiento de baterías pueden emplearse para modular la curva de demanda en el balance a gran escala del sistema eléctrico. El objetivo de esta aplicación es reducir los picos de consumo, en los que se requiere de una generación extra con su respectiva adecuación de las redes de distribución y transporte. Así, estos picos quedarían compensados con energía procedente de los sistemas de baterías y se evitarían sobrecargas en las líneas o en los transformadores en determinados momentos donde la demanda excede a lo habitual. Además, con esto se lograría una curva de consumo más uniforme y constante a lo largo de las horas, disminuyendo la diferencia de energía requerida entre horas valle y horas punta como se observa en la figura 6. Esto repercutiría en una mejor adecuación de las instalaciones de generación energética a la demanda existente, evitando costosos sobredimensionamientos que solo serán útiles en momentos puntuales de consumo durante pocos momentos del año.

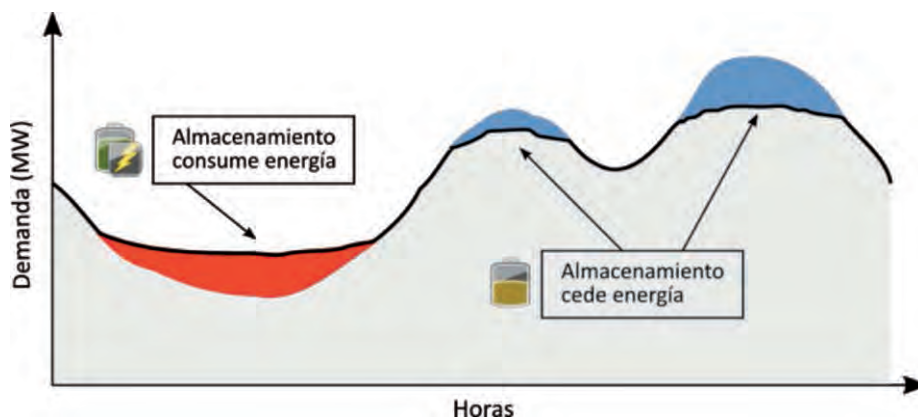


Figura 6. Efecto del almacenamiento en la modulación de la demanda. [1]

- Servicios auxiliares para la operación de sistemas de transporte y distribución

Son numerosos los servicios del almacenamiento de energía como servicio auxiliar a estos niveles de la red. Se mencionan a continuación:

- a) Seguimiento de carga
- b) Reserva rodante
- c) Regulación primaria de frecuencia
- d) Respuesta inercial
- e) Arranque en frío
- f) Limitación de rampas de potencia y control de tensión

En todos los casos presentados, el tiempo de respuesta debe ser de segundos, ya que se

requiere una rápida intervención de un servicio auxiliar. Para el seguimiento de carga, la reserva rodante o la regulación primaria de frecuencia, las baterías de litio, plomo o sodio se presentan como sistemas de almacenamiento secundario que puede alcanzar las varias decenas de MW. En la respuesta inercial se requieren tiempos de entrada en servicios prácticamente instantáneos, por ello la tecnología más adecuada son las baterías de flujo o los volantes de inercia. Sin embargo, las baterías de litio también podrían actuar como baterías secundarias gracias a su capacidad de proveer elevados picos de potencia de forma casi inmediata. En los sistemas de arranque en frío, al igual que en la respuesta inercial, las tecnologías que muestran unas mejores características son los volantes de inercia, las baterías de flujo y las baterías secundarias de litio, debido a la buena operación para proporcionar picos de potencia rápidamente. Para la limitación de las rampas de potencia y el control de tensión, se emplean principalmente supercapacitores y volantes de inercia, aunque las baterías de litio también son adecuadas para esta aplicación. Este servicio se caracteriza por unos requerimientos de alta ciclabilidad especialmente altos.

- **Servicios para el usuario final**

Respecto a los servicios del almacenamiento de energía que proveen servicios para el usuario final, se distinguen dos aplicaciones fundamentales:

- a) Integración de vehículos eléctricos y autoconsumo doméstico. Se requieren potencias que pueden alcanzar los 10 MW instalados en el caso del autoconsumo. El tiempo de descarga energética puede variar desde minutos hasta horas, y el tiempo de respuesta ha de ser de segundos. En el caso de los vehículos eléctricos, las baterías de litio resulta ser la tecnología más adecuada. Para el autoconsumo doméstico, la mejor opción son las baterías de litio igualmente y son las que mejores prestaciones ofrecen. No obstante, su elevado precio hace que en algunos casos la opción de emplear baterías de plomo para esta aplicación sea más viable, aunque esto suponga perder prestaciones.
- b) Calidad de onda. En este caso el tiempo de respuesta ha de ser prácticamente instantáneo, del orden de milisegundos y la potencia requerida puede variar desde unos pocos KW hasta pocos MW. Debido al requerimiento de alta ciclabilidad, los volantes de inercia se postulan como la opción más adecuada, aunque en los casos de mejora de la calidad de onda y de sistemas de alimentación ininterrumpida la tecnología más empleada es las baterías de plomo o litio.

3.4 Almacenamiento energético en el mundo

El almacenamiento de energía en centrales hidráulicas de bombeo predomina hoy en día como sistema principal de almacenamiento de energía en el mundo. Aproximadamente el 96 % de la potencia instalada corresponde a esta tecnología, significando un total de 176 GW instalados a mediados de 2017. Los países con más potencia instalada para almacenamiento en centrales de bombeo son China, Japón y Estados Unidos, que suponen entre los tres países el 48 % del almacenamiento energético global en cuanto a potencia instalada. En cuarto lugar está España, con 8 GW de potencia instalada en centrales de bombeo. (Figura 7)

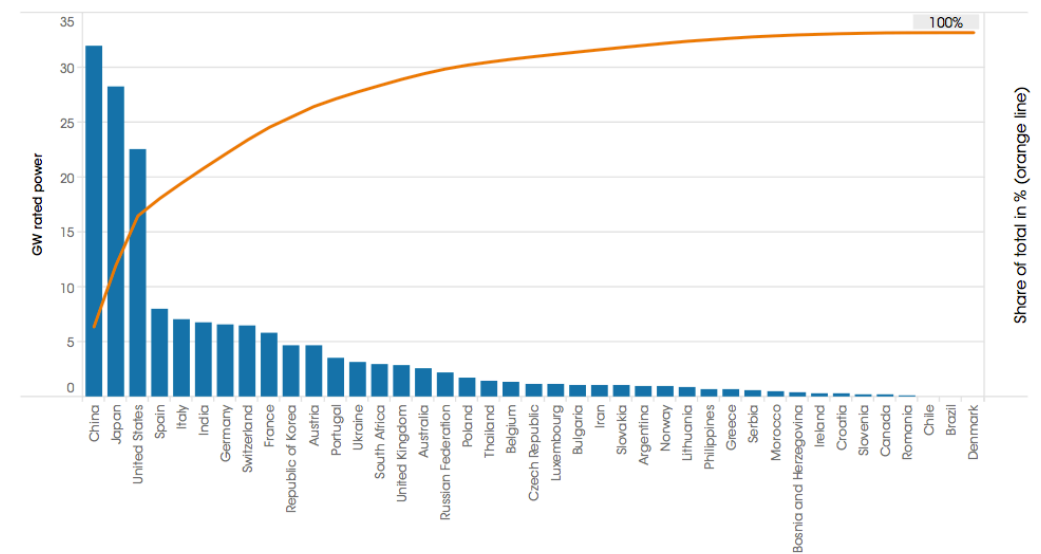


Figura 7. Capacidad global instalada de las centrales de bombeo en operación. [7]

Otras tecnologías empleadas que cada vez van cobrando más peso en el mix energético del almacenamiento son el almacenamiento térmico y electroquímico. El almacenamiento térmico alcanza los 3,3 MW de potencia instalada, aproximadamente un 1,9 % datado en la misma fecha que el anterior. Cabe destacar que España es uno de los países con mayor potencia instalada en almacenamiento térmico, siendo esta aproximadamente de 1,1 GW. La capacidad instalada de almacenamiento electroquímico en baterías a nivel global es de 1,9 GB, lo que significa un 1,1 % del total de energía almacenada. El resto de almacenamiento mecánico supone un 0,9 %, aproximadamente 1,6 MW de potencia instalada. [7]

Estos datos anteriores se pueden comprobar de manera más gráfica en la figura 8.

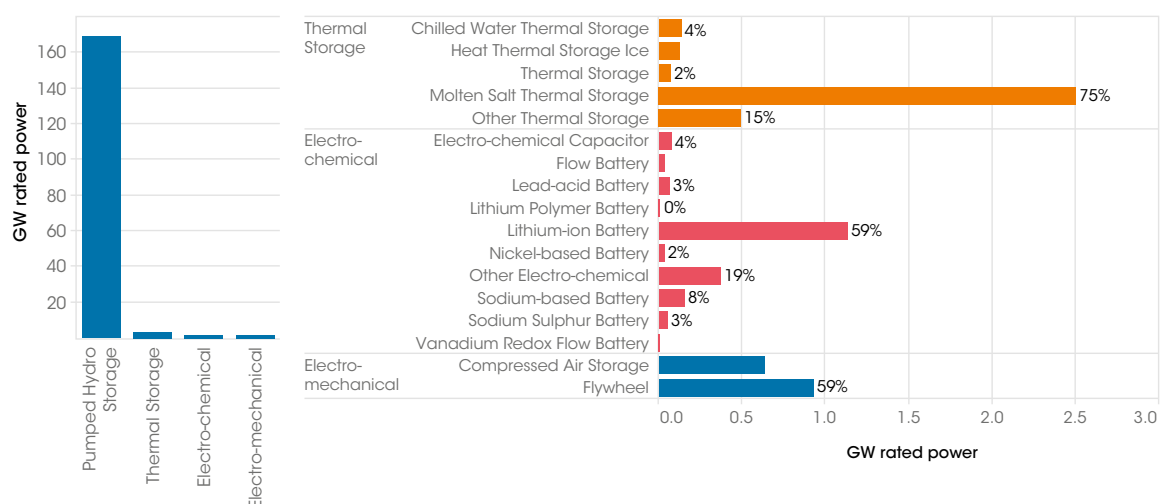


Figura 8. Almacenamiento eléctrico global en operación por tecnología. [7]

Se observa que en cuanto al almacenamiento electroquímico la tecnología predominante es la de las baterías de ión-litio. Este sistema de almacenamiento está alcanzando una rápida integración en el mercado y la optimización progresiva de sus costes permite que alcance cada vez una mayor aceptación en los diferentes segmentos del mercado eléctrico.

Además, cabe destacar el papel que juegan las baterías en la transición energética, pues son numerosos los proyectos de generación renovable que cuentan con baterías para almacenar el exceso de generación energética.

3.4.1 Proyectos relacionados

Uno de los casos que cuenta con más similitud al presente proyecto es el de una red rural localizada en el este de Munich, Alemania. Se trata de un sistema de almacenamiento energético en media tensión, que cuenta con aproximadamente 15.000 consumidores de electricidad. Esta red se caracteriza por una alta generación renovable, en concreto de energía fotovoltaica. Esta supone más de un 76 % del mix energético de esta red. [6]

Teniendo en cuenta que la capacidad del transformador asociado a esta red es limitada, se requiere de un sistema auxiliar que permita descongestionar esta red, especialmente en verano, periodo en el que la generación fotovoltaica alcanza su máximo exponente.

Aproximadamente el 60 % de la potencia fotovoltaica instalada se encuentra conectada en la red de baja tensión, lo que supone un gran problema tanto para los transformadores como para la

red de media y baja tensión [6]. Además, inicialmente los transformadores no están diseñados para un flujo tan alto de energía en ambos sentidos, generando cuellos de botella en la red, por lo que requieren de una solución para aliviar la carga a la que están sometidos. De la misma manera, surge la necesidad de evitar posibles sobretensiones en la líneas de baja tensión.

Por ello, tras números análisis y simulaciones de flujos de carga, se propone un almacenamiento central de 4 MW de potencia instalada [6]. Este beneficia a la red reduciendo las pérdidas gracias a una disminución en el flujo eléctrico total de la red, a la vez que se libera al transformador de elevadas cargas. Con este estudio, se concluye que el almacenamiento de energía en sistemas de baterías contribuye a la reducción efectiva de la carga de los transformadores, a la vez que disminuye las pérdidas en la red. Esta conclusión se extiende a otras redes con alta carga de generación renovable, donde el almacenamiento en baterías puede suponer una solución más rentable frente a una inversión en un transformador de mayor capacidad.

4. Metodología

4.1 Introducción

La metodología llevada a cabo para la elaboración de este proyecto se muestra en la figura 9.



Figura 9. Metodología del proyecto.

Primeramente, se realizó un estudio inicial, que conlleva la investigación de redes existentes similares, la búsqueda y lectura de artículos relacionados y una primera evaluación de las características técnicas de la red.

Después, se analizan los software de programación y simulación de electrónica de potencia disponibles. Este análisis se muestra en la tabla 1.

Nombre	PyPSA	PSSE	MATPOWER	Dlg-SILENT
Software libre	Sí	NO (Siemens)	NO (Matlab)	NO (Dlg-SILENT GmbH)
Lenguaje	Python	Python	Matlab	DPL
Interfaz gráfica configurable	-	++	+	++
Calidad de los diagramas generados	+	++	+	++
Prestaciones: Flujos de carga balanceados y desbalanceados	+	++	+	++
Capacidad de analizar sistemas grandes	++	++	-	++
Capacidad de programar casos de estudio y escenarios	-	++	-	++
Facilidad de uso	+	+	+	-
Exportación de resultados	+	++	+++	++
Elementos eléctricos propios	+	++	+	++

Tabla 1. Comparación de Software. [9] [10] [11] [12]

De entre todas las herramientas disponibles, se elige Dlg-SILENT por adaptarse más a los requerimientos para el estudio de la red y en función de los datos de partida. Uno de ellos, era el diagrama unifilar de la red, por lo que se facilita la configuración de la red de forma gráfica a partir de este. De la misma manera, ha sido determinante la capacidad del programa para realizar flujos de carga. Por estas razones, entre otras, Dlg-SILENT ha sido la opción elegida aunque PSSE también podría haber sido una opción competente para este proyecto.

En tercer lugar, se elabora el modelo de Dlg-SILENT y seguidamente se incorporan las características de la red objeto de este estudio, incluyendo la adaptación del modelo y la adición de los elementos de la red correspondiente en el modelo. Se simulan los diferentes flujos de carga para ver la operación de la red en cada caso.

Con los resultados obtenidos de los flujos de carga, se evalúan los resultados y se estudian las posibles limitaciones de la red, proponiendo diferentes casos de estudio para solventar dichas

restricciones. Para cada uno de estos casos, se generan flujos de carga nuevamente, y conforme a los resultados obtenidos, se proponen diferentes soluciones.

Se consideran las ventajas y desventajas de las diferentes soluciones propuestas, a nivel técnico y económico.

Tras este análisis, finalmente se proporcionan las conclusiones de este estudio, y se hacen recomendaciones al respecto, así como se proponen futuras líneas de estudio y desarrollo de las soluciones propuestas.

4.2 Construcción del modelo de DIg-SILENT Power Factory

Para la realización de este proyecto, se ha utilizado el programa DIg-SILENT, que es una herramienta para la implementación de sistemas eléctricos de potencia y la simulación de su operación para las diferentes condiciones de carga a las que puede estar sometido. Con esto, se permite prever y determinar el comportamiento de sistemas reales y analizar los límites de la red.

Los sistemas eléctricos de potencia se caracterizan por tener generación eléctrica y redes de transporte y distribución. DIg-SILENT permite simular el funcionamiento real de cada uno de los elementos asociados a los diferentes subsistemas eléctricos y detectar las restricciones que ofrece una red, así como sus puntos máximos y mínimos de operación para diferentes escenarios.

A continuación, se da una vista general de la estructura del programa y de las diferentes herramientas de las que dispone este software.

4.2.1 Estructura y herramientas de DIg-SILENT

A continuación, se hará un breve análisis de la estructura del software DIg-SILENT, y se comentarán brevemente las herramientas del mismo que atañen a este estudio. Toda la información contenida en este apartado se ha consultado en el manual de usuario de DIg-SILENT Power Factory versión Octubre 2014 [13].

Network Diagram

En la ventana principal del programa, se dispone de una serie de elementos que nos permiten diseñar nuestro diagrama de red. Se trata de elementos predeterminados que habrá que adaptar para cada proyecto en concreto. Para ello, se introducen una serie de parámetros que caracterizan a cada uno de ellos.

Grid

Dentro del Data Manager se encuentra la carpeta 'grid', que contiene todos los elementos que hemos introducido en el diagrama de red. Además se da la opción de seleccionar los elementos que puedan estar o no fuera de servicio desde esta carpeta. Así si son varios elementos, es mucho más simple que ir elemento a elemento.

Para adaptar cada uno de estos elementos a la red objeto de estudio, se ha de asignar unos elementos predeterminados, como se ha mencionado previamente. Estos elementos predeterminados se encuentran en la carpeta 'Library', dentro del proyecto. Han de especificarse ciertos parámetros como las conexiones entre cada uno de los elementos, lo cual es de una importancia relevante en algunos elementos como los transformadores de tensión, o parámetros relacionados con el dimensionamiento y características básicas del sistema eléctrico.

Algunas de estas características básicas del sistema eléctrico pueden ser la tensión nominal en los terminales o a ambos lados de los transformadores, la potencia de las cargas (positiva o negativa, según si se requiere potencia de la red o hay un exceso de potencia en una carga debido a generación renovable de forma horaria) o la longitud de los cables.

Library

Dentro de esta carpeta se encuentran varias subcarpetas importantes para la configuración de la operación de la red que se estudia. Contiene las bibliotecas locales del proyecto, los tipos de equipos y los scripts.

Las bibliotecas locales sirven para asignar equipos y elementos predeterminados con parámetros base a los equipos del proyecto. Estos equipos predeterminados pueden ser creados por el usuario o pueden copiarse de la librería global y adaptarlos para que sean lo más fieles a los elementos de la red real.

Los scripts, que también se encuentran dentro de la carpeta Library, son una serie de tareas que se le pueden mandar al programa para que las ejecute y muestre resultados, bien en forma de

datos, gráficas o un código de colores sobre el diagrama de la red. Estos scripts permiten crear nuevas funciones con cálculos que difieren de las funciones predeterminadas del programa, o son más extensas que las que hay por defecto.

LoadFlow

Es una de las herramientas principales de Dlg-SILENT que permite ejecutar un flujo de carga, y mostrar el estado de la red tras este. Se considera un análisis en estado estacionario porque permite ver las condiciones del sistema en un cierto momento, indicando el flujo de potencia activa y reactiva en todas las ramas del sistema, así como los niveles de tensión en cada uno de los nodos o terminales.

Sus opciones básicas permiten la opción de considerar un sistema balanceado o desbalanceado, así como el control de potencia reactiva y diferentes opciones de carga, entre otros.

El cálculo del flujo de carga se basa en el método de Newton-Raphson, bien basadas en la potencia o bien en la corriente. Este método se basa en la resolución de un sistema de ecuaciones no lineal mediante iteraciones sucesivas. Para sistemas balanceados, en el manual de usuario de Dlg-SILENT se recomienda utilizar el método de Newton-Raphson utilizando ecuaciones de potencia, con el objetivo de lograr una convergencia más precisa, dentro de los límites de tolerancia introducidos.

Los diferentes módulos que contiene el flujo de carga para la introducción de parámetros que condicionen el flujo de carga son:

- Opciones básicas: da la opción de elegir las ecuaciones basadas en potencia o en corriente para el método de Newton-Raphson según el sistema sea balanceado o desbalanceado, el control de la potencia reactiva, la dependencia de la temperatura de las líneas y la dependencia de las cargas según la tensión.
- Control de potencia activa: ofrece diferentes posibilidades de control de potencia activa según el despacho, el control secundario, el primario, según las inercias o conforme a unos límites de potencia activa en los generadores.
- Opciones avanzadas: esta opción es para una configuración más extendida sobre el método de cálculo.
- Control de las iteraciones: Permite introducir al programa el número de iteraciones que queremos que realice para afinar los resultados, así como la tolerancia admisible en este análisis.

- Salidas: proporciona varias opciones para la muestra de resultados tras el flujo de carga.
- Análisis de baja tensión: Para el análisis de baja tensión se pueden determinar las distintas variables de las cargas o bien, indicar aquellos parámetros que deseamos que se mantengan constantes.
- Opciones avanzadas de simulación: se pueden considerar otras opciones de cálculo más específicas que afecten de manera directa a la operación del sistema mejorándola.

4.2.2 Network Diagram

Tal y como se ha mencionado en el apartado 4.2.1, para diseñar el diagrama de red el programa pone a disposición del usuario una serie de elementos que se mostrarán a continuación. Además, estos elementos pueden adaptarse a las características de la red que se estudie, para que sean lo más fieles posible a la realidad. Seguidamente se describen cada uno de los elementos que se utilizan en el caso de estudio de este proyecto, aunque el programa consta de algunos más.

- Líneas

Dentro de las opciones de las líneas se pueden configurar parámetros básicos como la longitud de línea o si es aérea o está enterrada. Además, se determinan los elementos a los que va conectada cada una de las líneas en ambos extremos.

Line - Grid\Line 1002.ElmLine

Basic Data

Name: Line 1002

Type: Library\1kV\Cu\VPE\N2XRY 4x240sm 0.6/1kV

Terminal i: Grid\Terminal0002\Cub_4 (Terminal0002)

Terminal j: Grid\Terminal0003\Cub_1 (Terminal0003)

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters

Thermal Rating: ...

Length of Line: 0.045 km

Derating Factor: 1.

Laying: Ground

Type of Line: Cable

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Resulting Values

Rated Current (act.)	0,55 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,00446691 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	44,1286 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,00320625 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,00311018 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,0139995 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,01244071 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0,003777971 A
Earth Factor, Magnitude	1,06466
Earth Factor, Angle	-3,285892 deg

Figura 10. Ventana para la configuración de líneas en Dlg-SILENT

Primeramente, se asigna un nombre que identifique a la línea en cuestión y después se le asigna un tipo de línea predeterminado procedente de la librería. Los tipos predeterminados de la librería global no pueden modificarse. Por lo que para poder trabajar con ellos se copian aquellos que vayan a utilizarse en cada proyecto en la librería local del proyecto. Esto también aplica al resto de elementos predeterminados de la red.

De esta manera se pueden modificar y adaptar parámetros como la tensión nominal, la corriente nominal, la frecuencia nominal, tipo de Sistema (AC o DC), el número de fases y neutros o la resistencia en alterna. Esta última es de vital importancia para determinar las pérdidas de tensión en las líneas. En la figura 11, puede observarse la ventana en la que se introducen todos estos parámetros que se mencionan.

The screenshot shows a software window titled "Line Type - Library\1kV\Cu\VPE\N2XRY 4x240sm 0.6/1kV.TypeLine". On the left is a vertical menu with various analysis options: Basic Data (selected), Load Flow, VDE/IEC Short-Circuit, Complete Short-Circuit, ANSI Short-Circuit, IEC 61363, DC Short-Circuit, RMS-Simulation, EMT-Simulation, Harmonics/Power Quality, Protection, Optimal Power Flow, Reliability, Generation Adequacy, Cable Sizing, and Description. The main area contains configuration fields for a cable model named "N2XRY 4x240sm 0.6/1kV". The fields are: Rated Voltage (0.4 kV), Rated Current (0.55 kA, with a note "(in ground)"), Rated Current (in air) (0.55 kA), Nominal Frequency (50 Hz), Cable / OHL (Cable), System Type (AC), Phases (3), and Number of Neutrals (0). Below these are two boxes for sequence parameters. The "Parameters per Length 1,2-Sequence" box contains AC-Resistance R'(20°C) (0.07125 Ohm/km) and Reactance X' (0.06911504 Ohm/km). The "Parameters per Length Zero Sequence" box contains AC-Resistance R0' (0.3111 Ohm/km) and Reactance X0' (0.2764602 Ohm/km). Arrows indicate that the reactance values are calculated from the resistance values. "OK" and "Cancel" buttons are in the top right corner.

Parameter	Value	Unit
Name	N2XRY 4x240sm 0.6/1kV	
Rated Voltage	0.4	kV
Rated Current (in ground)	0.55	kA
Rated Current (in air)	0.55	kA
Nominal Frequency	50	Hz
Cable / OHL	Cable	
System Type	AC	
Phases	3	
Number of Neutrals	0	
AC-Resistance R'(20°C)	0.07125	Ohm/km
Reactance X'	0.06911504	Ohm/km
AC-Resistance R0'	0.3111	Ohm/km
Reactance X0'	0.2764602	Ohm/km

Figura 11. Ventana para la configuración de modelos de líneas de la biblioteca local

Además, también se permite hacer el dimensionamiento del cable en cuestión según el número de fases y neutros introducidos previamente como el material conductor, el material de aislamiento, la tensión y corriente nominales, y la sección nominal.

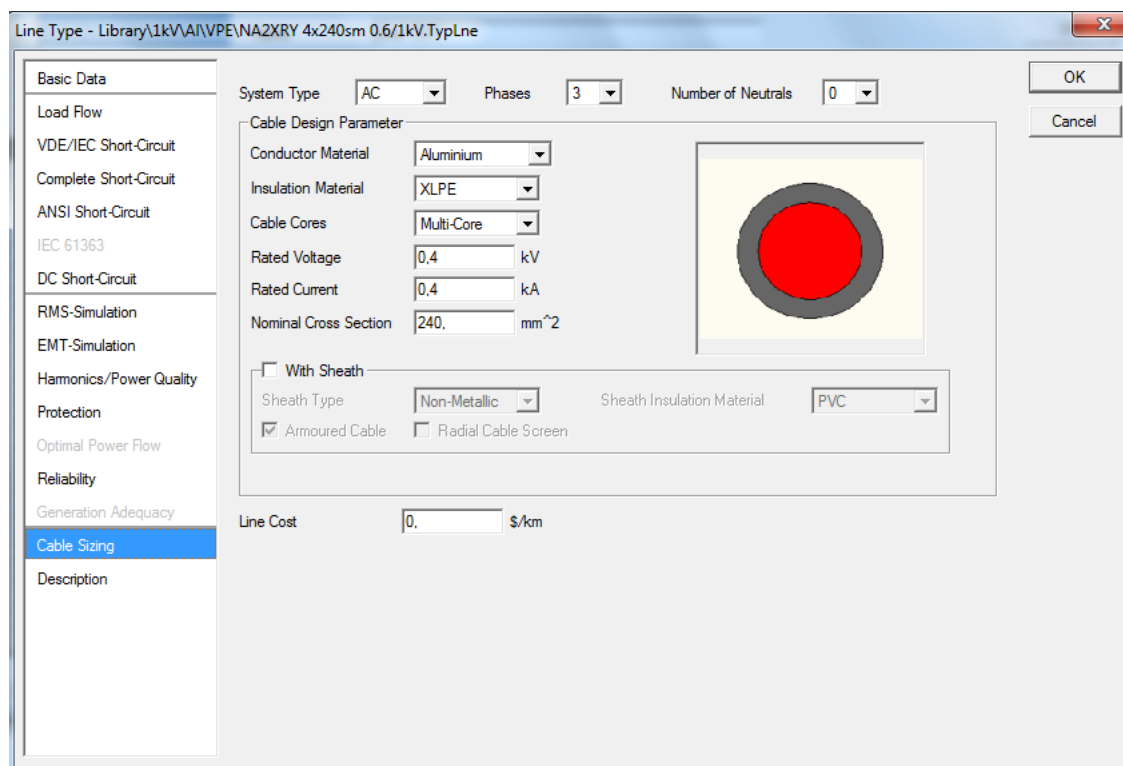


Figura 12. Ventana para la configuración de modelos de líneas de la biblioteca local, tipo de cable.

- Cargas

En el caso de las cargas, la configuración es bastante más sencilla, ya que se trata de elementos que consumen. Por tanto, hay que indicar la potencia activa y reactiva que consumen, si se trata como sistema balanceado o desbalanceado, y el elemento de la red al que va conectada. Normalmente estos suelen ser terminales o cables.

Las potencias activa y reactiva consumidas son datos que se le proporcionaran al programa de forma horaria.

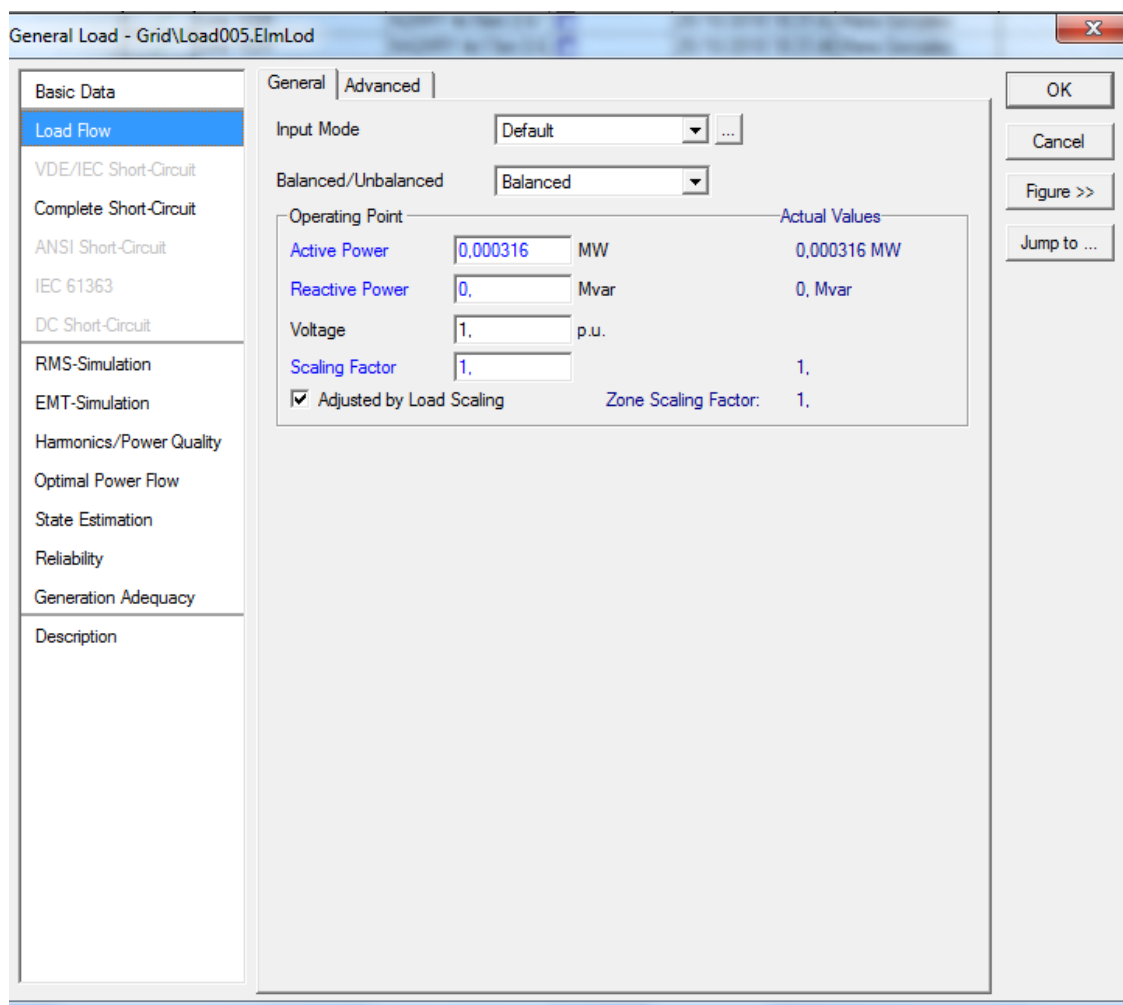


Figura 13. Ventana para la configuración de cargas en Dlg-SILENT.

- Terminales o buses

Los terminales son elementos que requieren una configuración sencilla. Se trata de buses que sirven de conexión entre el resto de elementos, por ejemplo, entre una carga y un cable o entre cables. Simplemente se ha de introducir la tensión de línea nominal para cada terminal en cuestión.

Terminal - Grid\Terminal0001.ElmTerm

Basic Data

Name: Terminal0001

Type: ...

Zone: ...

Area: ...

☐ Out of Service

System Type: AC Usage: Busbar

Phase Technology: ABC

Nominal Voltage

Line-Line: 0.4 kV

Line-Ground: 0.2309401 kV

☐ Earthed

OK Cancel Jump to ... Cubicles

Figura 14. Ventana para la configuración de terminales en Dlg-SILENT.

Después de ejecutar un flujo de carga, se puede observar la tensión final de cada uno de los terminales, bien en kV o bien en por unidad, respecto a la tensión nominal de línea. Así pueden observarse cuáles son los terminales que están sometidos a sobretensión.

- Transformadores

Es un modelo de transformador de 3 fases de dos devanados en sistemas de potencia. Su función es la de reducir la tensión de media a baja tensión, apta para los consumidores convencionales. De cada transformador habrá que indicar los terminales a los que va conectado en los lados de alta y de baja respectivamente.

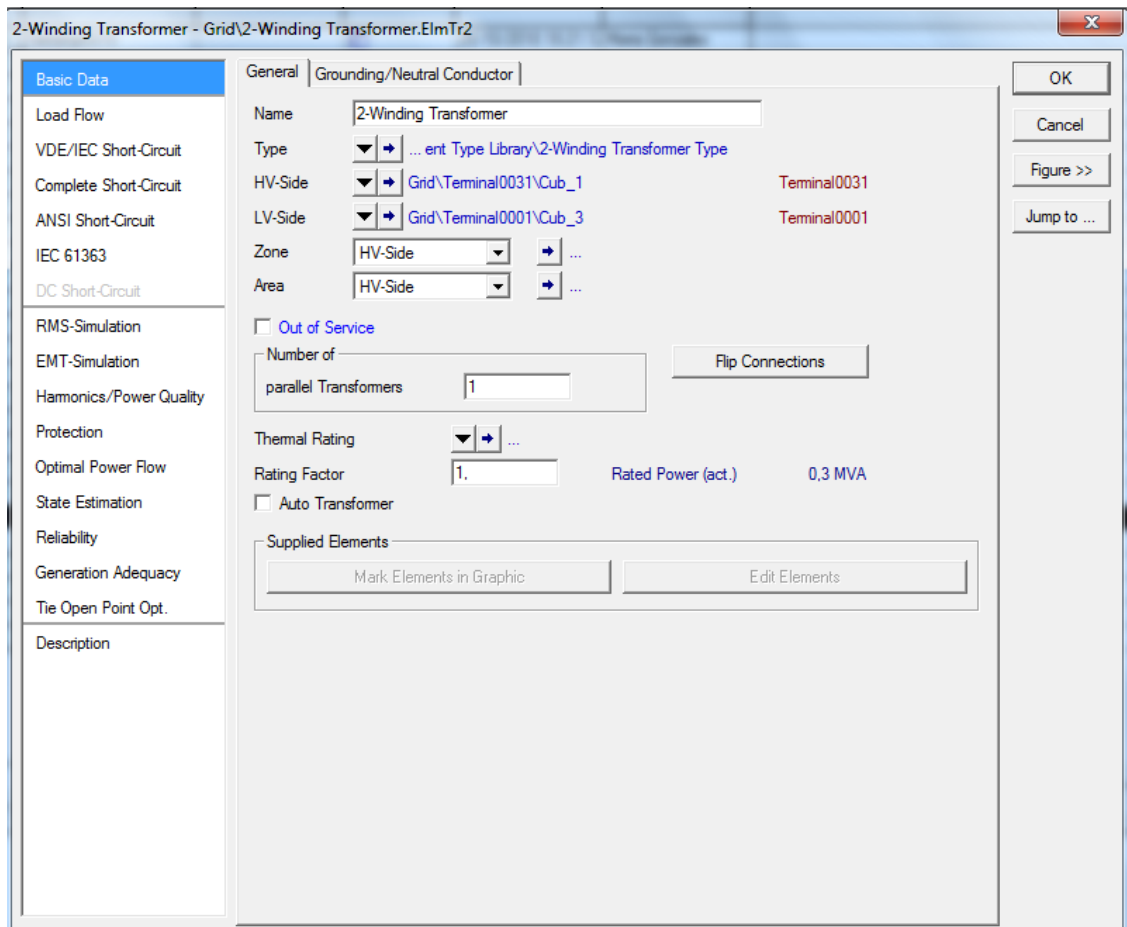


Figura 15. Ventana para la configuración de transformadores en Dlg-SILENT.

Para la configuración de los transformadores se introducen parámetros que condicionan su operación en estado estacionario.

Dichos parámetros principales son:

- Potencia nominal
- Frecuencia nominal
- Tensiones del primario y del secundario
- Tensión de cortocircuito
- Pérdidas del cobre

En la figura 16, puede observarse la ventana en la que se introducen los parámetros mencionados, entre otros.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\2-Winding Transformer Type.TypeTr2

Basic Data

Name: 2-Winding Transformer Type

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 0.3 MVA

Nominal Frequency: 50 Hz

Rated Voltage:

HV-Side: 0.69 kV

LV-Side: 0.4 kV

Vector Group:

HV-Side: YN

LV-Side: YN

☐ Internal Delta Winding

Phase Shift: 0 *30deg

Name: YNyn0

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk: 1 %

Copper Losses: 3 kW

Zero Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk0: 3 %

SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0 %

Figura 16. Ventana para la configuración de modelos de transformadores de la biblioteca local.

- Fuentes de tensión

Las fuentes de tensión se emplean para simular la conexión a la red, considerándolas como una alimentación a tensión constante. Se conectan al circuito mediante un terminal que conecta la fuente de tensión y el lado de alta tensión de los transformadores.

Para su operación, se ha de configurar la tensión de línea, la cual puede ir variando según el caso de estudio, simulando las caídas de tensión en las redes de distribución.

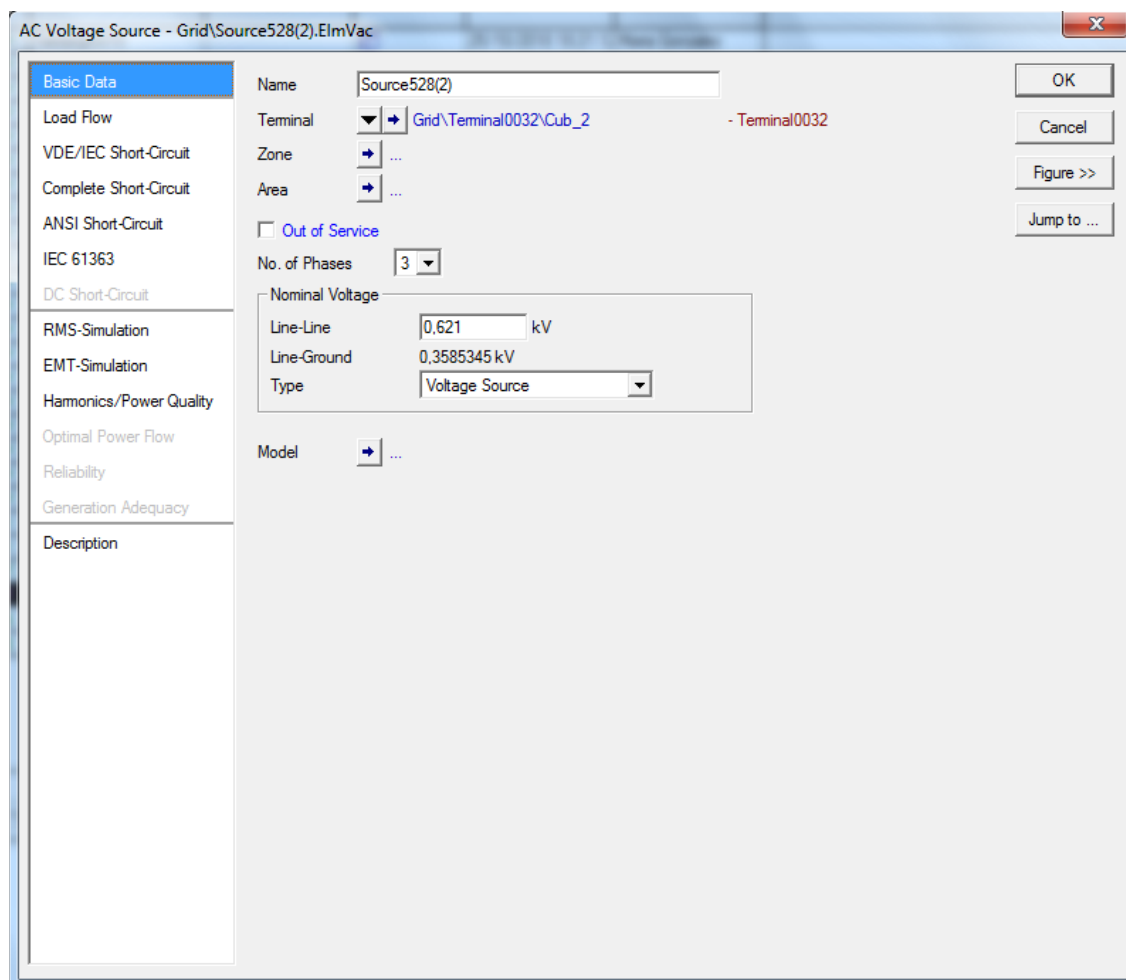


Figura 17. Ventana para la configuración de fuentes de tensión en Dlg-SILENT

4.2.3 Programación de Scripts y Subscripts

A continuación se muestra el diagrama de flujo del programa implementado mediante programación en DPL.

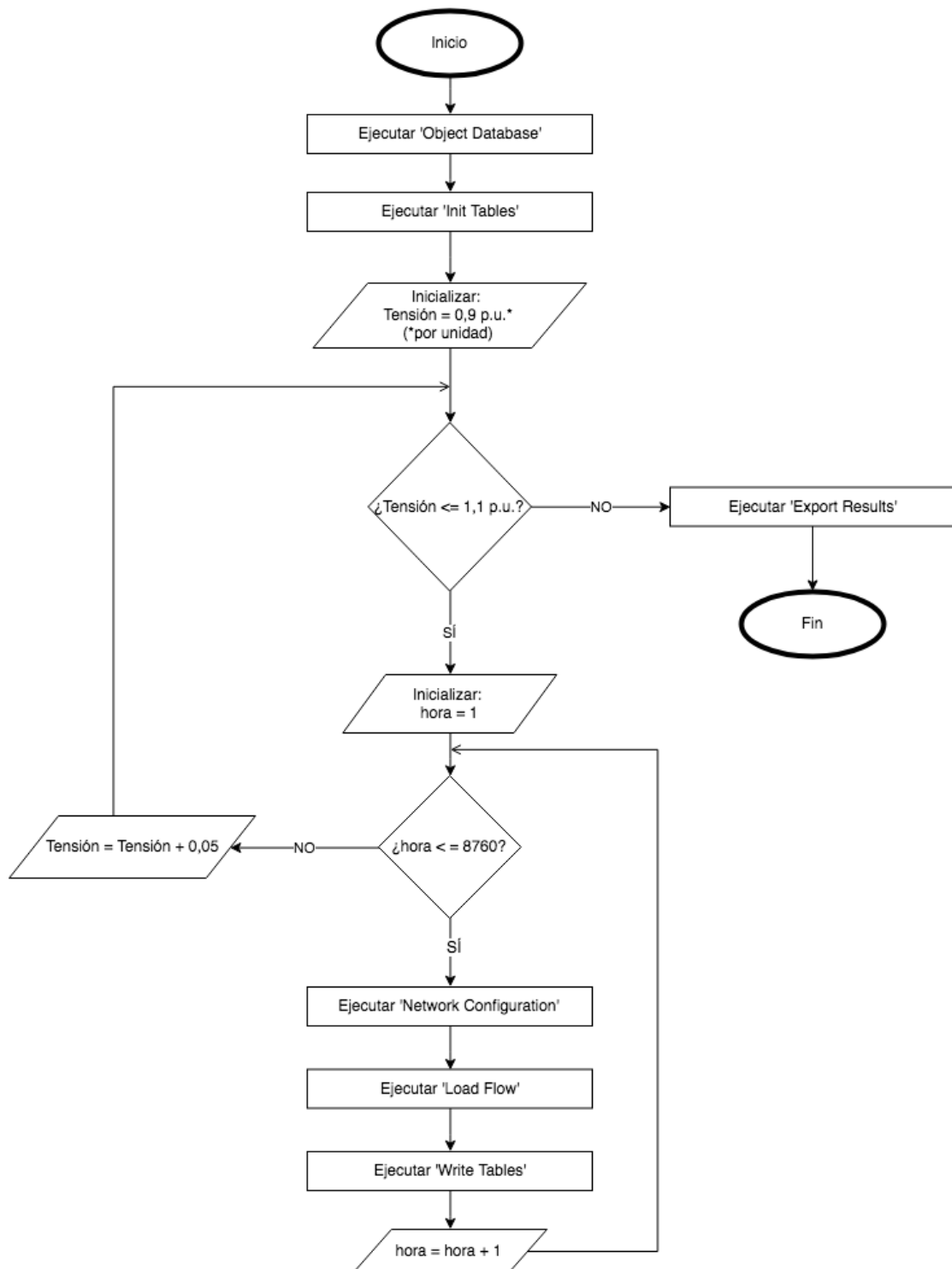


Figura 18. Diagrama de flujo del programa implementado en Dlg-SILENT.

- Load flow calculation

Es el script principal, y se encarga de ejecutar los flujos de carga en cada carga, para cada hora del año, y para distintos valores de la tensión de entrada considerando un 10 % de variación de la tensión nominal. Estos valores multiplican a la tensión nominal desde 0,9 p.u. a 1,1 p.u. en intervalos de 0,05 p.u.

Dentro de este script se ejecutan el resto de subscripts, indicando las variables globales que utilizan como parámetro de entrada cada uno de ellos.

Algunos de ellos se ejecutan para cada flujo de carga, es decir, para cada valor de la tensión de entrada y para cada hora del año. Otros, como el script 'Export of Results' se ejecuta una sola vez para cada simulación.

- Objects database:

Este script sirve para que, una vez que se haya dibujado el diagrama de red, se configuren una serie de tablas para que otros scripts puedan trabajar con ellas. Estas tablas contienen información de los distintos elementos que se han incluido en el diagrama y son utilizados por otros scripts para modificar parámetros en función de la configuración de cada flujo de carga.

- Init tables

El script 'Init tables' inicializa tablas de datos que va a utilizar el programa, o bien las va a generar. Como tablas de entrada se van a emplear las asociadas a la potencia activa y reactiva. Cada una de estas tablas se le proporcionan al programa como parámetros de entrada, y tendrán unas dimensiones que dependerán del número de cargas de la red en cuanto a las columnas, y tantas filas como horas del año. En cuanto a las tablas de resultados que crea el programa, son las tablas de tensiones de los terminales y corrientes en las líneas para cada estado de carga y para cada hora del año.

Una vez inicializadas todas las tablas, se introducen los datos de las potencias activa y reactiva de cada carga a cada hora del año. Para ello, el programa toma archivos de Excel que contienen esta información y almacena automáticamente cada uno de estos valores en las tablas que ha creado previamente. Así el programa puede trabajar con ellas en otros scripts.

- Network configuration

Este script configura las condiciones de carga de la red. Crea estructuras denominadas 'sets' que contienen objetos con los valores que van tomando los parámetros de entrada. En este caso, estos parámetros son la tensión de entrada, que variará un 10 % como se ya se ha mencionado, y los valores de potencia activa y reactiva en cada carga.

- Write tables

Cuando se han ejecutado los flujos de carga, el programa guarda en las tablas que se han creado en el script 'Init Tables' los resultados. En este caso, guarda la tensión de los terminales y las corrientes de línea.

- Export of Results

Este subcript se ejecuta el último antes de salir del programa. Permite al programa crear archivos Excel en los que guarda la información contenida en las tablas de resultados creadas en el script 'Init Tables'. Estas tablas, como ya se ha dicho, contienen las tensiones de los terminales y las corrientes de líneas en este caso y, tras una fase de post-proceso, se pueden obtener las conclusiones que se desarrollarán en el punto 6.

Se trata de una red rural que cuenta con un total de 23 consumidores, entre ellos una industria. Esta última se caracteriza por tener un perfil de consumo diferente al resto de las cargas y por el elevado requerimiento de potencia, si se compara con la potencia que necesita el resto de consumidores.

En la figura 20, puede observarse el diagrama unifilar de la red del caso de estudio.

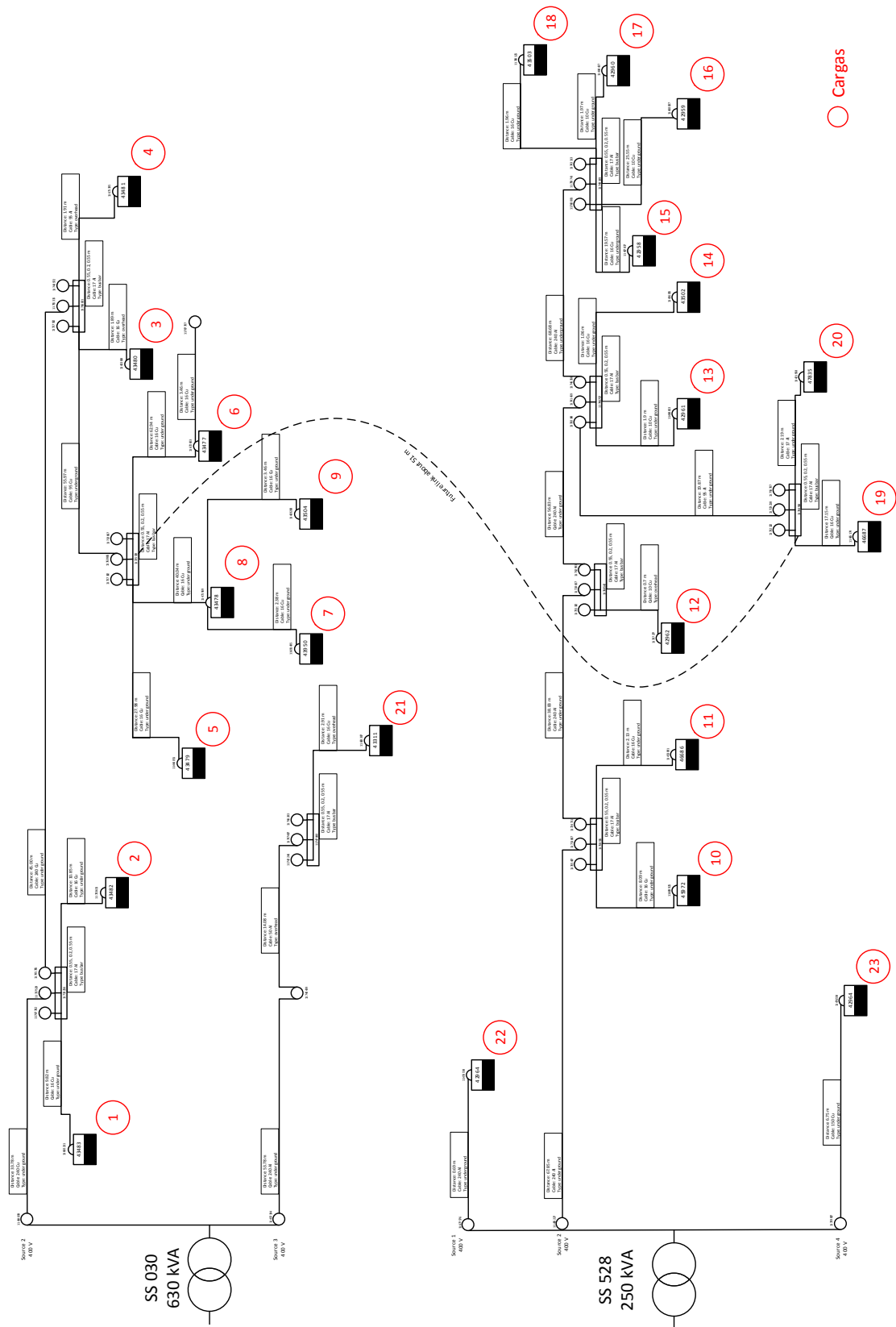


Figura 20. Esquema unifilar de la red inicial

5.1.2 Base de datos

A continuación, se hace una descripción de los elementos del sistema que configuran la red que se estudia.

Transformadores

Como ya se ha mencionado previamente, la red consta de dos transformadores, SS-030 y SS-528, con diferente potencia nominal. Son transformadores trifásicos de dos devanados conectados. Las fases están conectadas en estrella y se considera que están balanceadas. En la tabla 2 se muestran las características de dichos transformadores.

Nombre	SS-030	SS-528
Potencia nominal (aparente)	630 kVA	250 kVA
U ₁ , tensión lado de alta (primario)	690 V	
U ₂ , tensión lado de baja (secundario)	400 V	
Pérdidas del cobre	10 %	
V _{cc} /V _n	1 %	
Frecuencia nominal	50 Hz	

Tabla 2. Características de los transformadores

Cargas

La red consta de un total de 23 cargas. Algunas de ellas tienen asociados varios CUPs. Con los perfiles de consumo proporcionados, se han podido estudiar 21 de ellas, excluyéndose de este estudio 2 cargas por no disponer de los datos necesarios. Aquellas no estudiadas son las cargas 22 y 23.

La carga 21 se caracteriza por ser una industria, por lo que tanto la energía que consume como el perfil de consumo es diferente al del resto de las cargas. Esta carga se describe más ampliamente en el punto 5.1.3.

El resto de cargas tienen perfiles de consumo doméstico, donde el mayor consumo se realiza entre las 12 horas del mediodía y las 15 horas y entre las 19 horas y las 22 horas. En la figura 21 se muestra el patrón de consumo de la carga 4 para un día.

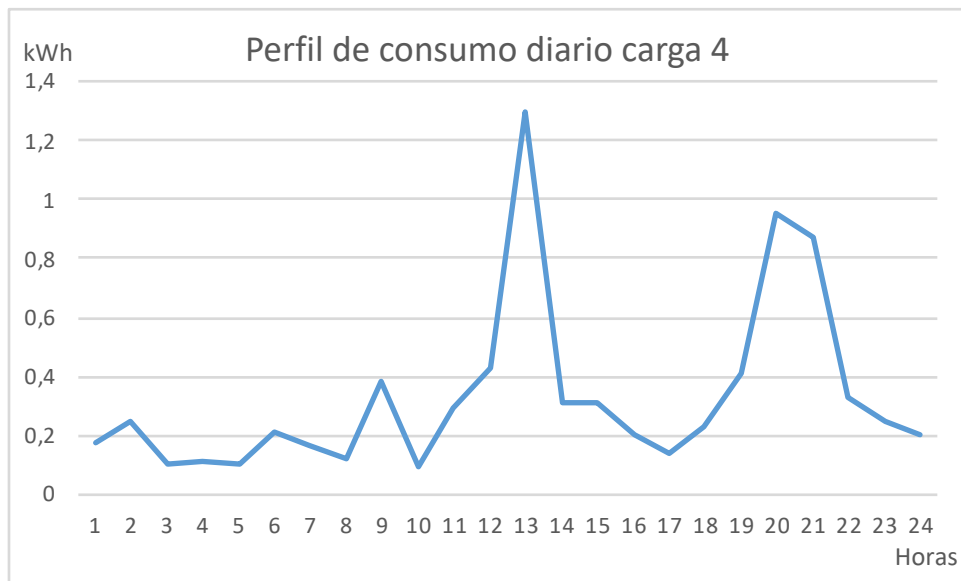


Figura 21. Perfil de consumo de energía activa de la carga 4.

Respecto a la energía reactiva, las cargas no industriales presentan un consumo bajo de 2,72 MVarh anuales, que en principio no comprometen a los distintos elementos de la red. No ocurre así con la industria, que presenta unos valores mucho más elevados como se menciona en el apartado 5.1.3. En la figura 22 se muestra el perfil de consumo de energía reactiva de la carga 4 durante un día.

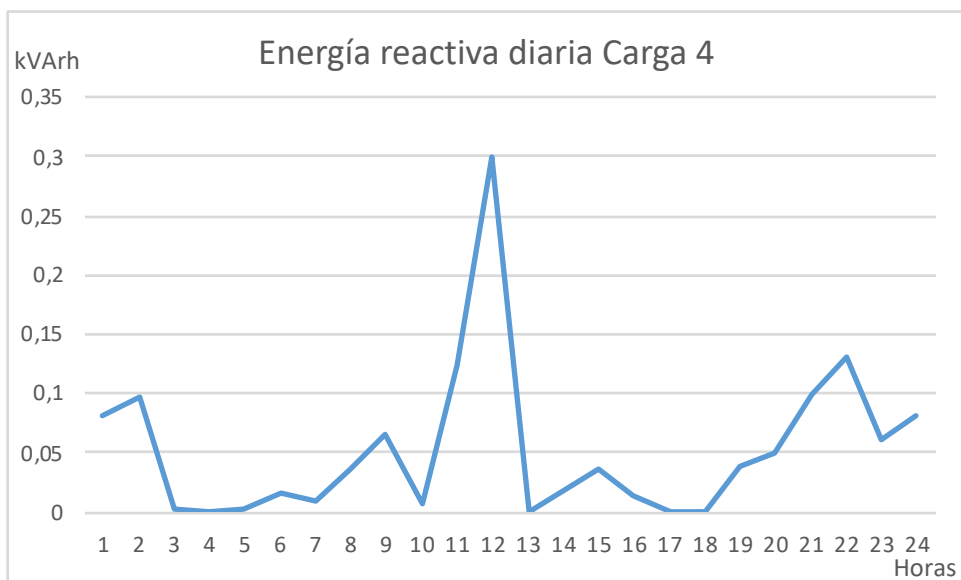


Figura 22. Perfil de consumo de energía reactiva de la carga 4.

Además, cuatro de los consumidores tienen instalaciones fotovoltaicas en la cubierta para

autoconsumo conectado a red. Se identifican en el esquema unifilar como las cargas 16, 17, 19 y 20. Estas cargas están conectadas al transformador SS-528 y se encuentran prácticamente al final de línea. Se da un mayor detalle de las cargas con generación renovable de la red en el punto 5.2.

Cables

Hay un total de 31 líneas que suponen 696 m de cable. De estos, 361,65 m corresponden a los cables de la red conectada al transformador SS-030 y 334,33 m de cable al transformador SS-528. En la tabla 3, se muestra las características de los diferentes tipos de cables que componen la red. Algunos de ellos son de aluminio y otros de cobre, y las secciones varían desde los 10 mm² a los 240 mm². En función de la resistividad del material ρ y de la sección A se ha determinado la resistencia del cable en Ω/km mediante la ecuación:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{A} \quad (1)$$

Material	Resistividad ($\Omega \cdot \text{m}$)	Tipo	Área (mm ²)	Resistencia (Ω/km)
Al	2,82E-08	240 Al	240	0,11750
		95 Al	95	0,29684
		50 Al	50	0,56400
		17 Al	17	1,65882
Cu	1,71E-08	240 Cu	240	0,07125
		150 Cu	150	0,11400
		95 Cu	95	0,18000
		16 Cu	16	1,06875
		10 Cu	10	1,71000

Tabla 3. Características de los cables.

Además, hay una línea de 51 m que prevé instalarse conectada entre los buses 6 y 21 para conectar ambos transformadores con las dos subredes. Esta es la línea 13. El objetivo de esta medida es garantizar el suministro a todos los usuarios de esta red en caso de fallo de uno de los transformadores, o en caso de contingencias en la red de distribución a la que se encuentran conectados.

Buses o terminales

La red consta de un total de 34 terminales. Para su configuración, el único parámetro que se ha de proporcionar al software de simulación es la tensión nominal. De todos los terminales 32 de ellos se encuentran en el lado de la red de baja tensión conectados al secundario del

transformador, por lo que su tensión nominal es de 400 V. Los dos buses restantes, correspondientes a los buses 31 y 32 del esquema unifilar, están a una tensión nominal de 690 V al estar conectados al primario del transformador. Dichos buses 31 y 32 actúan de conexión entre el primario del transformador y la red de distribución.

Con todas las consideraciones y restricciones anteriores, el esquema unifilar de la red queda como se muestra en la figura 23.

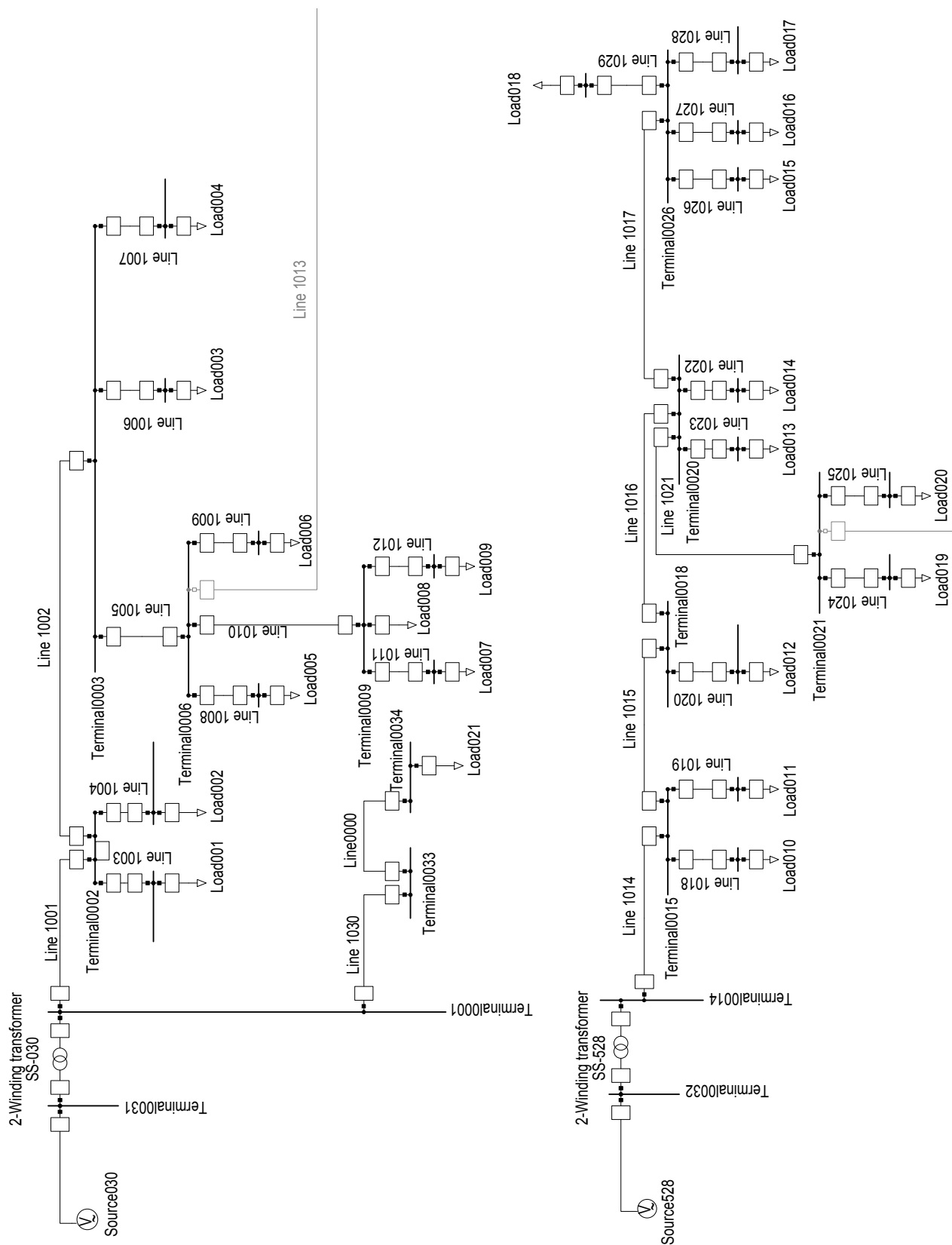


Figura 23. Esquema unifilar de la red estudiada

5.1.3 Industria

Una de las particularidades de esta red es que consta de una industria. Esta se encuentra conectada en el transformador SS-030, y se caracteriza por tener un consumo superior al del resto de la red. Es por ello que se encuentra conectada al transformador de mayor potencia nominal. En el esquema unifilar se identifica como la carga 21.

El consumo anual de la industria es de 319,09 MWh/año, y se considera un consumo elevado que puede condicionar a una red distribuida del entorno rural.

En la figura 24, se muestra el perfil de consumo energético de un día tipo de la carga industrial.



Figura 24. Perfil de consumo diario de energía activa de la industria.

Se observa que el consumo varía entre los 20 kWh y los 60 kWh a lo largo del día, y que durante las horas nocturnas en las que no hay actividad industrial el consumo es de 20 kWh. La potencia máxima consumida por la industria es de 62,1 kW.

Por otro lado, la industria consume una cantidad relevante de energía reactiva, además de la energía activa. Por esta razón, también se considera el consumo de la energía reactiva de la carga industrial como parte del análisis de la red ya que puede ocasionar problemas de caídas de tensión no admisibles.

En la figura 25, se muestra el perfil de consumo de energía reactiva de la carga industrial. Se puede observar que los valores de la energía reactiva de la industria son muy superiores debido a las cargas inductivas asociadas a la maquinaria de la que dispone la industria, alcanzando los

3 kVArh en algunos momentos del día. Anualmente, la industria consume casi 16 MVarh, lo que puede llegar a comprometer a la red.

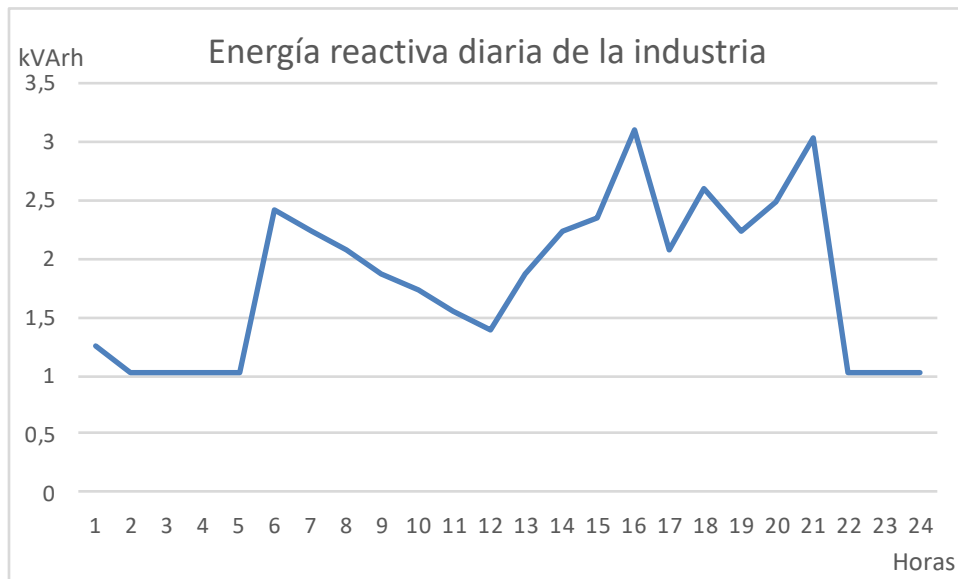


Figura 25. Perfil de consumo diario de energía reactiva de la industria.

5.2 Descripción de los escenarios

Se van a estudiar diferentes escenarios para evaluar la operación de la red ante diferentes estados de carga. Estos escenarios van a contemplar el estudio de la red con y sin industria, así como la posibilidad de que todos los consumidores dispongan de generación fotovoltaica para autoconsumo conectado a red.

La razón de estudio de la red con y sin industria es porque, tal y como se mencionó en el apartado 5.1, esta consume más potencia que el resto de consumidores. Se quiere determinar si causa problemas de tensión o de corriente en las líneas o en los terminales.

Respecto a la consideración de implantación de generación fotovoltaica en todas las cargas, se realiza con el objetivo de evaluar posibles problemas en tensiones y/o corrientes en un escenario futuro donde la red sea altamente descarbonizada. Así se pretende evaluar el impacto de las energías renovables, en concreto la energía fotovoltaica, en los sistemas de distribución de la red eléctrica.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se determinan a continuación los escenarios que

serán objeto de estudio.

- **Escenario 1:** En este caso, se elimina la carga industrial, ya que tiene un perfil de consumo con potencias mayores. Esto hace que esta carga sea dominante sobre la operación del transformador SS-030. En este escenario, la generación fotovoltaica es la que ya hay instalada actualmente en la red. Esto es, que solo hay generación en las cargas 16, 17, 19 y 20, todas ellas conectadas al transformador SS-528. Como ejemplo, se muestra en la figura 26 el perfil de consumo con generación fotovoltaica de un día para la carga 20.

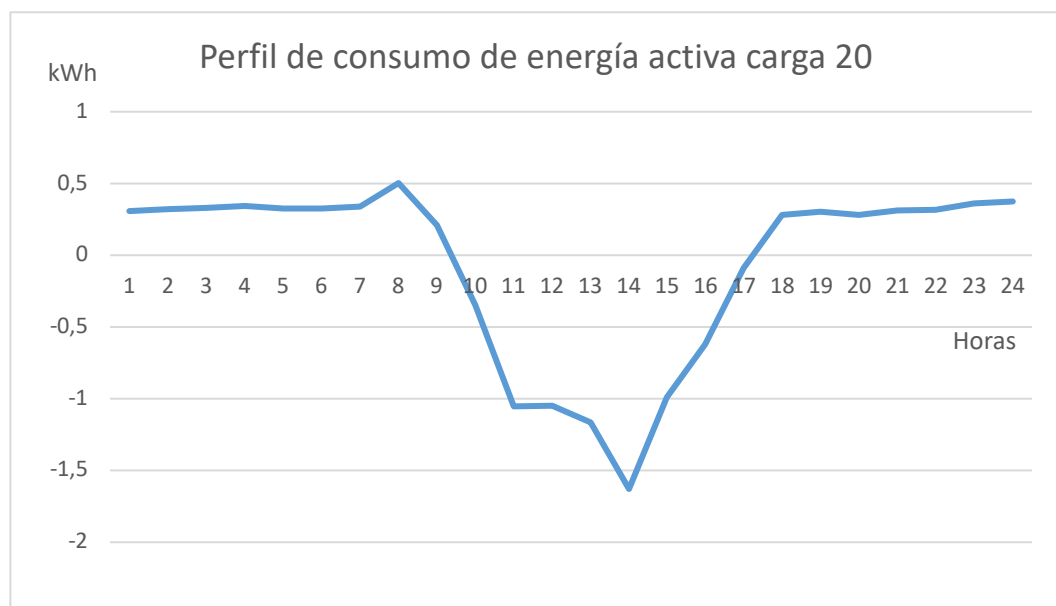


Figura 26. Perfil de consumo de energía activa carga 20.

Como puede observarse, este perfil de generación coincide con el perfil de generación de cualquier instalación fotovoltaica en el que el pico de producción está entre las 12h y las 15h, no habiendo generación durante las horas correspondientes a la ausencia de sol. Durante esas horas, se consume energía de la red. En concreto, en la carga 20 se observa un consumo promedio inferior a 0,5 kWh la mayor parte del tiempo. En cambio, durante las horas de generación fotovoltaica, hay un exceso de generación de manera que el excedente de energía se exporta a la red, llegando a alcanzar 1,5 kWh de energía exportada a las 14 horas.

El consumo total de energía activa de toda la red sin la industria es de 42,56 MWh/año.

- **Escenario 2:** En el escenario 2, se considera generación fotovoltaica en todas las cargas. Para estimar el perfil de generación fotovoltaica y la potencia instalada de cada carga, se ha tomado en primer lugar la demanda de energía horaria máxima en cada carga para así determinar la capacidad fotovoltaica a instalar adecuada. Seguidamente, tomando los perfiles de generación fotovoltaica que están actualmente implementados en la red, se escala la demanda horaria adaptándola a la nueva potencia. Con esto, se consigue tener generación fotovoltaica en todas las cargas, exceptuando aquellas cargas que se eliminaron inicialmente de este estudio al no disponer de los datos de consumo asociados a ellas. El consumo total de la red es negativo, lo que significa que se exportan a la red 127,1 MWh/año. Se puede observar que en este escenario la cifra de la energía exportada a la red eléctrica desde las instalaciones fotovoltaicas triplica el valor del consumo de esta propia red. Esto puede generar problemas de sobrecarga de los transformadores, razón por la que se ha de plantear este escenario si se quiere garantizar la operación de los transformadores antes estas condiciones en las que predomina una red altamente descarbonizada.

- **Escenario 3:** Este tercer escenario, es muy similar al escenario 1. Simplemente se añade la carga industrial, que no cuenta con generación fotovoltaica. El consumo de la industria asciende a 319,09 MWh/año como se ha mencionado en el apartado 5.1.3, que comparados con los 42,56 MWh del consumo del escenario 1 sin industria, resulta ser el 88 % del consumo total de la red. El resto de la red solo representa el 12 % del consumo total, como se muestra en la figura 27. El consumo total de la red es de 361,66 MWh/año.

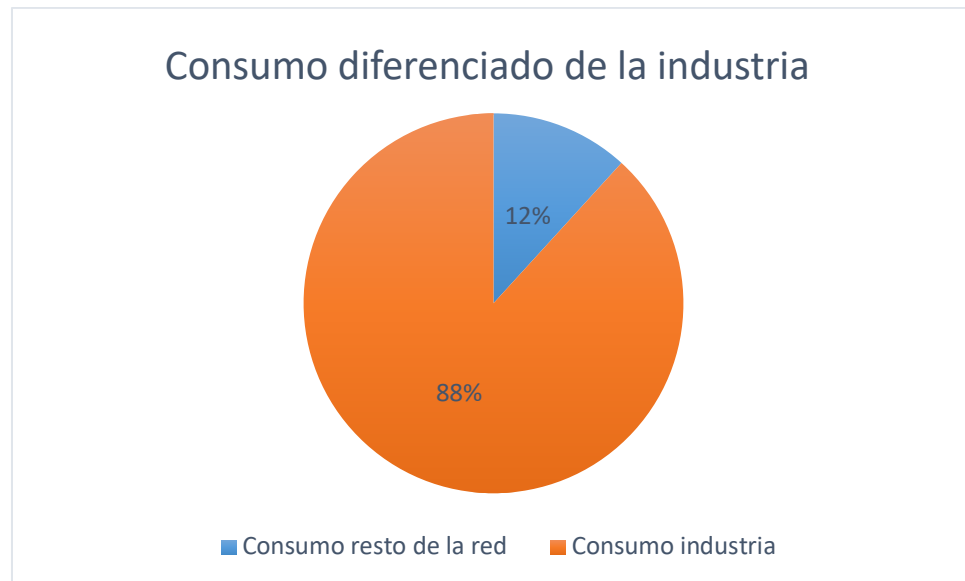


Figura 27. Contribución de la industria al consumo total de energía activa.

- **Escenario 4:** El escenario 4 es igual al escenario 2, donde se incluía generación fotovoltaica en todas las cargas, añadiéndole el consumo horario de la industria. No se plantea el diseño de una instalación fotovoltaica para la industria al tener un perfil de consumo muy variable a lo largo del día, con varios picos de consumo de energía activa y además con alto consumo de energía reactiva. El nuevo consumo de energía activa en el escenario 4 es de 192 MWh. Esto supone una reducción del consumo de la red del 47 % con respecto al consumo del escenario 2, que es el escenario actual.
- **Escenario 5:** Partiendo de los datos del escenario 3, que es el escenario de la red real con las instalaciones fotovoltaicas actualmente en operación, se plantea la ampliación del número de consumidores conectados al transformador SS-528. Este transformador resulta ser el más pequeño de los dos que componen la red, y por tanto más restrictivo a la hora de garantizar el suministro ante una ampliación de cargas conectadas. Para simular esta ampliación de usuarios, se multiplica por 10 el consumo de las cargas 16 y 17, que además cuentan con generación fotovoltaica. Como ejemplo se muestra en la figura 28, el perfil del consumo horario de la nueva carga 17.



Figura 28. Perfil de consumo aumentado de la carga 17

Este escenario supone una ampliación del vecindario hacia el final de línea del transformador SS-528 y se pretende evaluar tanto la carga del transformador como las posibles sobrecorrientes en las líneas más alejados del transformador. El consumo total de energía activa del escenario 5 es de 279,2 MWh. Si a este valor se le excluye el consumo correspondiente a la industria que es de 319,09 MWh/año, se obtiene que el resto de usuarios exportan un total de 39,9 MWh/año, aproximadamente un 14,3 % sobre el consumo total de la red. Se observa que el consumo total de la red en el escenario 5 es menor que el consumo en el escenario 3 pese a la ampliación de cargas, debido al aumento correspondiente también en la generación fotovoltaica de las cargas 16 y 17.

- **Escenario 6:** En este escenario de nuevo se toman de partida los datos del escenario 3, y se evalúa el comportamiento de la red ante la posible desconexión de cada uno de los transformadores. Primeramente, se desconecta el transformador SS-030, para luego desconectar el transformador SS-528. El consumo del transformador SS-030 es de 361,2 MWh/año, mientras que el consumo del transformador SS-528 es de apenas 0,5 MWh/año, mucho menor que el primero debido a las instalaciones fotovoltaicas actuales. Con estos datos, se puede llegar a plantear la duda de si el transformador SS-528 soportará el consumo total de la red dado el bajo consumo actual que tiene en condiciones normales, si el transformador SS-030 queda desconectado de la red.

Con este escenario se quiere probar que el diseño de los transformadores actuales garantiza el suministro ante contingencias en la red, que provoquen que uno de los dos transformadores quede fuera de servicio. Ambos transformadores están conectados por un cable de cobre de 95 mm de sección conectado entre los buses 6 y 21.

Además, cada uno de estos escenarios se van a simular para diferentes estados de tensión que contemplen la posibilidad de que la tensión de red varíe un 10% tanto por encima como por debajo. Se ha tomado este porcentaje ya que se considera que la variación admitida no puede ser superior al 10 %, para así garantizar al usuario final la calidad de onda.

6. Discusión de los resultados y post-proceso

Tras realizar flujos de carga de energía activa y reactiva para cada hora del año y en todos los puntos de consumo estudiados, se obtienen los valores de tensión de los terminales y las corrientes de los cables para cada hora.

Estos resultados se analizan, buscando las corrientes máximas y las tensiones máximas y mínimas para cada escenario. En aquellas horas en las que las corrientes son máximas, se realizan nuevamente un flujo de carga. Con esto, se consiguen leer los valores de potencia aparente e intensidad en los bornes del transformador. Así se puede conocer cómo están trabajando cada uno de los transformadores para dichas condiciones de corriente. En la tabla 4, se muestra un resumen de los resultados obtenidos.

ESCENARIOS	1	2	3	4	5	6.1	6.2
Sobretensión [%]	0,3	0,93	0,3	0,9	2,2	-0,05	0,28
Caída de tensión [%]	-0,4	-0,59	-0,8	-0,8	-1,63	-4,26	-0,85
Máx. Corriente cables [A]	26,8	96,9	100,6	100,6	129,6	141,7	100,57
Hora máx. Corriente	2077	2078	424	6808	2079	8685	304
Corriente SS-030 [A]	3,83	85,3	120,55	114,73	83,31	0	125,1
Carga SS-030, S [kVA]	5,03	53,25	75,06	71,44	51,9	0	78
Carga SS-030 [%]	0,80	8,45	11,91	11,34	8,24	0	12,4
Corriente SS-528 [A]	21,26	96,9	6,77	11,22	127,6	141,7	0
Carga SS-528 [kVA]	16,21	60,58	4,22	7	79,89	88	0
Carga SS-528 [%]	6,48	24,23	1,69	2,80	31,96	35,20	0
Nivel de penetración de renovables [%]	41	159	8	30	55	8	8
Consumo de la red sin balance neto[MWh]	73,45	73,45	392,55	392,55	552	392,55	392,55

Tabla 4. Resumen de resultados

Para determinar la carga de los transformadores, se realiza la siguiente relación:

$$c = S/S_n [\%]$$

donde S es la potencia leída en bornes del transformador y S_n es la potencia nominal del mismo.

Seguidamente se realiza un análisis de estos valores, comparando los resultados de los distintos escenarios considerados.

- Escenario 1 y Escenario 3

En el escenario 1 donde no se considera la industria como ya se ha mencionado en el capítulo 4, se obtiene la corriente máxima en la línea 16 con un valor de 26,8 A. En la gráfica 29, se muestra la gráfica temporal de la corriente en esta línea, donde puede comprobarse el carácter fluctuante de la misma.

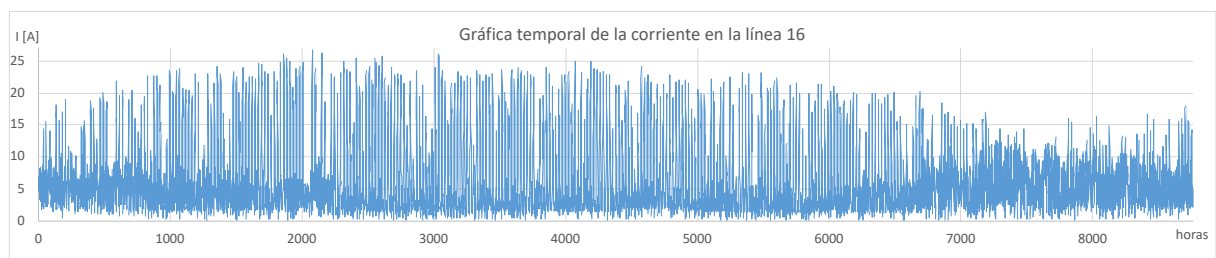


Figura 29. Gráfica temporal de la corriente en la línea 16

Sin embargo, en el gráfico temporal de la figura 30 se observa que el 78 % del tiempo, la corriente en la línea 16 es inferior a 10 A.

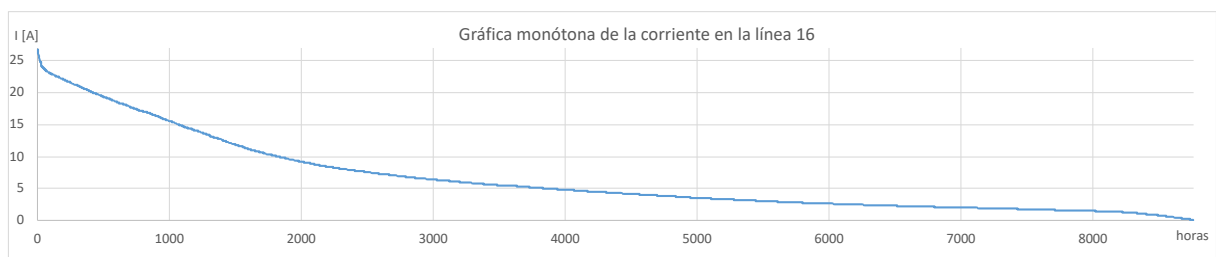


Figura 30. Gráfica monótona de la corriente en la línea 16

Con estos valores de corriente, los transformadores trabajan muy por debajo de las condiciones nominales por lo que no hay problema en los mismos.

La penetración de fotovoltaica en este caso es del 41 % sobre el consumo de la red, lo que significa que la energía generada mediante instalación renovable representa casi la mitad sobre

la energía consumida.

En el escenario 3, simplemente se incorpora la industria a la red del escenario 1. Con ello se observa un aumento notable en la carga del transformador SS-030, que es el transformador que surte de energía a la industria. Esta carga pasa desde el 0,8 % sobre su potencia nominal en el escenario 1 hasta casi un 12 % en el escenario 2. Sin embargo, pese al aumento de la carga del transformador, este sigue trabajando por debajo de sus condiciones nominales, por lo que no se presentará ninguna incompatibilidad.

Además, en el escenario 3 la corriente máxima es mayor que en el escenario 1, pues alcanza un valor de 100,60 A en las líneas conectadas a la industria, suponiendo una corriente de 120,55 A en bornes del transformador SS-030. Las líneas que conectan con la industria son la 0 y la 30. La línea 30 tiene conductores de aluminio con una sección de 240 mm² y aislante de polietileno reticulado XLPE, con corriente máxima admisible de 300 A en instalación aérea. La línea 0 posee conductores de aluminio también y el mismo tipo de aislante que la línea 30, pero con una sección de 50 mm² y una corriente máxima admisible de 145 A en instalación enterrada. [16] Con estos límites no se presentarán problemas de sobrecorrientes en ninguna de estas dos líneas, ya que la corriente máxima que se alcanza en la industria se encuentra por debajo.

- Escenario 2 y 66cenario 4

En el escenario 2 se añade a la red sin industria una generación de energía renovable en cada una de las cargas. De esta manera se observa que la penetración de renovables es del 159 % sobre el consumo. Esto significa que se generan muchos más kWh de los que se consumen. No obstante, en las horas nocturnas no hay generación fotovoltaica, por lo que se ha de consumir energía de la red pese al excedente. En el capítulo 6 se analiza una posible solución para compensar el consumo nocturno de la red.

Este aumento en generación también se traduce en aumento de carga de los transformadores, pues se ha de exportar energía a la red de transporte y esta ha de atravesar el transformador. En este caso, el transformador que trabaja a una carga mayor es el SS-528, alcanzando esta casi un 25 % de su potencia nominal.

En el escenario 4, al incorporar la industria el nivel de penetración de energías renovables es menor, en torno al 30 % ya que esta carga tiene un consumo mucho más elevado que el resto de la red. Por esta misma razón aumenta la carga en el transformador SS-030 en este escenario

en comparación con el escenario 2.

- Escenario 5

En este caso, donde se aumenta el volumen de las cargas conectadas al transformador SS-528, la penetración de fotovoltaica supone un 55 % sobre la energía consumida. Esto se debe a que la ampliación de cargas cuenta con generación renovable asociada, provocando que se exporte también una mayor cantidad de energía a la red, lo que supone para el transformador SS-528 trabajar casi al 32 % de su capacidad nominal, que es de 250 kVA. La corriente más alta se registra en el cable 16, siendo esta de 129,6 A. Sin embargo, esta no es la corriente más alta registrada en comparación con el resto de escenarios, aunque sí la mas elevada a la que está sometida la línea 16. En la figura 31 se muestra la corriente monótona de línea 16 en el escenario 5. Se observa que más del 80 % del tiempo la línea 16 tiene corrientes inferiores a los 60 A.

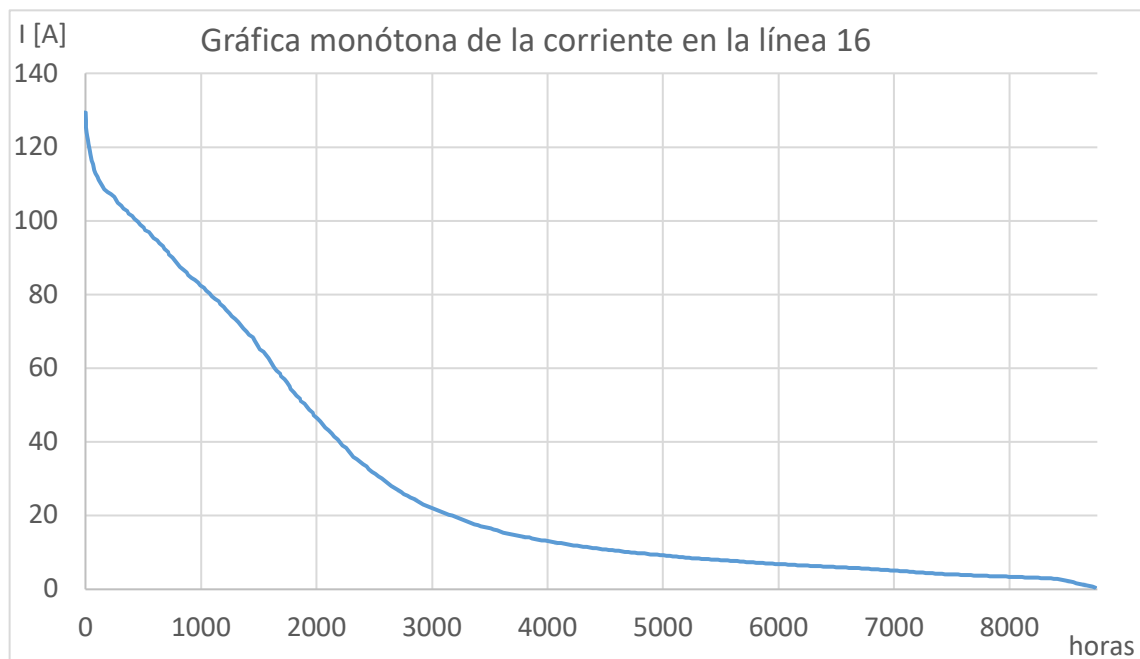


Figura 31. Gráfica monótona de la corriente de la línea 16 en el escenario 5

Esta línea tiene un cable de aluminio con una sección de 240 mm y un aislante de polietileno reticulado XLPE, con una corriente máxima admisible de 300 A en instalación aérea. [16]

Como la corriente máxima alcanzada se encuentra por debajo del valor de la corriente máxima admisible, no se presentarán problemas de sobrecorrientes en la línea 16.

- Escenario 6

En el escenario 6 se pone a prueba tanto la capacidad de los cables de soportar corrientes altas, como la capacidad de los transformadores para soportar los consumos de ambas redes. Además, en este caso se considera el cable de unión de ambas redes, de manera que se garantice el suministro a los consumidores en caso de fallo de uno de los dos transformadores o de las redes de transporte que alimenta cada uno de ellos respectivamente.

Analizando los resultados, en el caso donde el transformador SS-030 está fuera de servicio, se registra la mayor corriente en el cable 13 con un valor de 141,7 A. Esta línea corresponde al cable que une ambas redes. El cable es de cobre con una sección de 95 mm por fase con aislamiento de polietileno reticulado XLPE, y tiene una corriente máxima admisible de 310 A en una instalación enterrada, como es el caso. [16] Este límite es superior a la corriente máxima registrada, por lo que el cable no presentará problemas de sobrecorrientes.

La carga del transformador SS-258 es la más alta en comparación con el resto de casos, pues alcanza el 35,2 %.

Cuando el transformador que queda fuera de servicio es el SS-528, no hay ningún problema de sobrecarga del transformador, ya que el transformador SS-030 tiene una potencia de 650 kVA y la carga máxima, que se registra en este escenario solo alcanza el 12,4 %. Tampoco se registran corrientes superiores a las registradas cuando el transformador SS-030 queda fuera de operación. Por lo que se considera que el dimensionamiento del transformador SS-030 es superior a la demanda de toda la red, y no se presentarán situaciones límite de sobrecargas.

La penetración de fotovoltaica en ambos casos del escenario 6 es del 8 % como en el escenario 3 al tener las mismas condiciones de red. Este valor resulta bastante mucho menor en comparación al que se presenta en otros escenarios debido al elevado consumo de la industria en comparación a la generación fotovoltaica de la red actual.

Tras este análisis, se concluye que la red tiene unas condiciones adecuadas para dar servicio a las cargas a las que está sometida, a garantizar el suministro en caso de fallo de uno de los dos transformadores y a soportar flujos mayores de energía en ambos sentidos en caso de un incremento de la generación renovable. Sin embargo, puede verse que en algunos casos hay un excedente de energía proveniente de generación fotovoltaica, y se vierte a la red. En el capítulo 7, se propone una solución alternativa que permita a la red sacar un mayor provecho al mencionado excedente.

7. Propuesta de soluciones

Con los resultados obtenidos en el capítulo 6, se observa un excedente de energía procedente de generación renovable en el escenario 2 que es exportada a la red. En ese escenario, la cobertura de la generación renovable era del 159 % sobre el consumo de la red. Por otro lado, durante aquellos momentos del día en los que no hay generación de energía por parte de las instalaciones fotovoltaicas, los usuarios consumen energía procedente de la red de transporte.

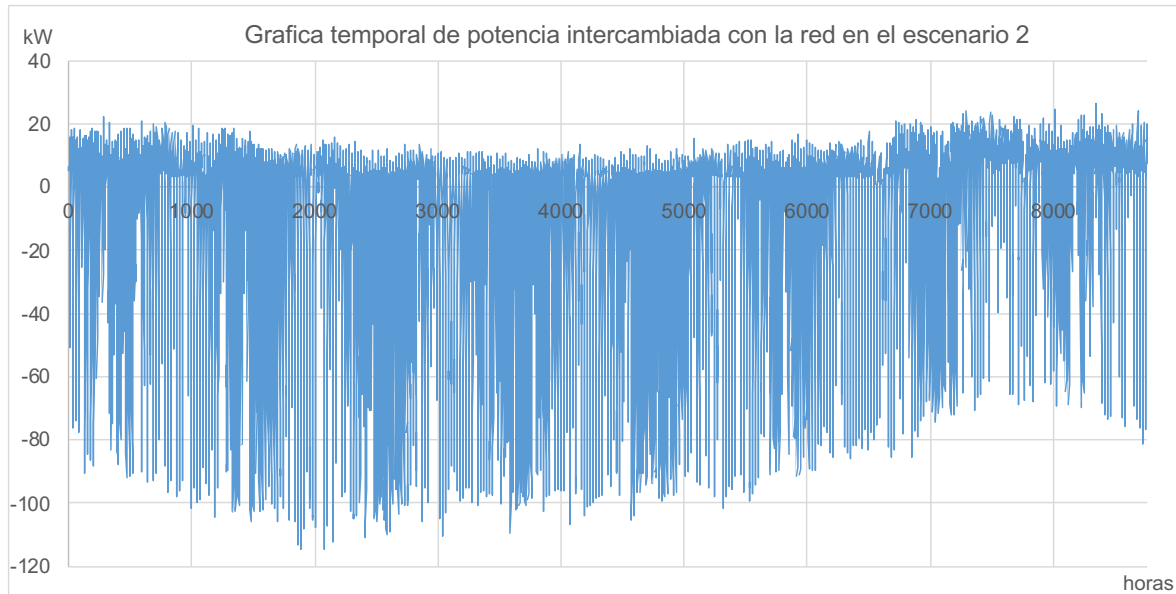


Figura 32. Gráfica temporal de potencia intercambiada con la red en el escenario 2

En la figura 32 se representa el consumo compensado con la generación renovable en el escenario 2. La parte negativa del eje vertical representa el excedente de energía generado en las instalaciones fotovoltaicas. En el semieje positivo Y se observa que sigue habiendo un consumo de la red. Para compensar esta situación, se propone una solución para que los usuarios consuman en los periodos nocturnos la energía que generan sus propias instalaciones durante las horas de sol.

La solución propuesta es la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía a la red actual. Se trata de una batería recargable de litio, que son ampliamente aplicadas en el sistema eléctrico de potencia como se menciona en el capítulo 2.

Para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento, se observan los consumos que se realizan a la red durante periodos nocturnos. Con esos datos, se concluye que se requieren 200 kWh de capacidad de almacenamiento, para cubrir la demanda de los periodos nocturnos.

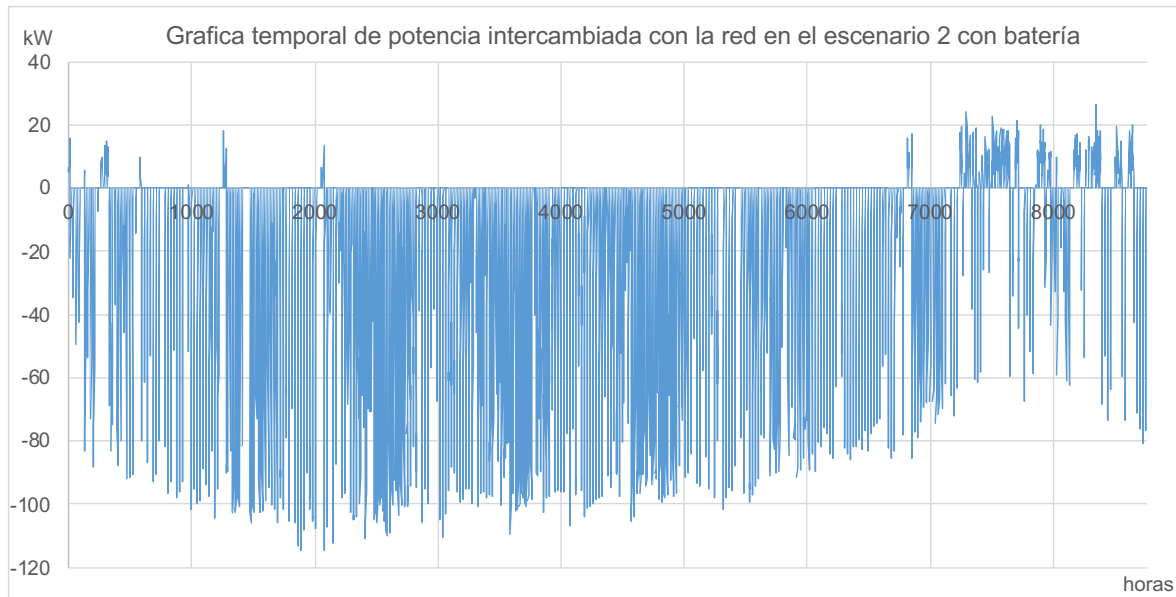


Figura 33. Gráfica temporal de la potencia intercambiada con la red en el escenario 2 con batería

Para cumplir con el dimensionamiento de los 200 kWh se requieren un total de 4 armarios de una capacidad de 50 kWh, cada uno de ellos formado por 10 módulos. Los armarios se conectan en paralelo, para cumplir los requerimientos de tensión y de energía. Cada uno de los armarios tiene la siguientes características que se muestran en la tabla 5.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA BATERÍA	
Capacidad de batería utilizable	50 kWh
Nº de módulos por armario	10
Nº de celdas por módulo	20
Tecnología de la celda	Fosfato de litio y hierro (LiFePO ₄)
Garantía de la capacidad	70 % a partir de 12 años
Tensión	696 – 854 V _{CC}
Máxima corriente de salida	80 A
Rango de temperatura de operación	-20 °C a 55 °C
Protección	IP 20
Peso	450 kg
Dimensiones	540 / 540 / 2.200 mm

Tabla 5. Características técnicas de la batería [17]

En la figura 34 se muestra una imagen de la batería seleccionada del fabricante Fenecon [17].



Figura 34. Batería seleccionada del fabricante Fenecon [17]

Actualmente se dispone de espacio para colocar la batería en el mismo edificio donde se encuentra el transformador SS-528. No obstante, hay ciertos desafíos que supone la incorporación de la batería a la infraestructura existente. En la figura 35 se muestra la caseta donde se ubicará la batería.



Figura 35. Imagen del emplazamiento donde se ubicará la batería. [18]

Puede observarse que es una edificación rural cuya infraestructura cuenta con bastante antigüedad. Es por eso que son necesarias ciertas adaptaciones estructurales previa instalación de la batería, ya que aunque el espacio disponible es suficiente, se requieren ciertas características estructurales para soportar el peso de la batería.

El banco de baterías en su totalidad supone 1.800 kg de peso concentrados en una superficie de 2,4 m². Es por la concentración de peso por m² que se ha de adaptar la estructura interior de la caseta para soportar dicha carga.

Una vez incorporada la batería a la red, se simula con Matlab [19] el almacenamiento de la batería mediante programación de un Script. En este se le ordena a la batería almacenar energía si hay excedente durante el día y la batería no está al 100 % de su carga. De la misma manera, durante las horas en las que los usuarios consumen de la red eléctrica al no haber generación fotovoltaica, se prioriza el consumo de la energía almacenada en la batería frente al consumo de la red. De esta manera, la variación de la energía almacenada en la batería queda como se muestra en la figura 36 a lo largo de todo un año.

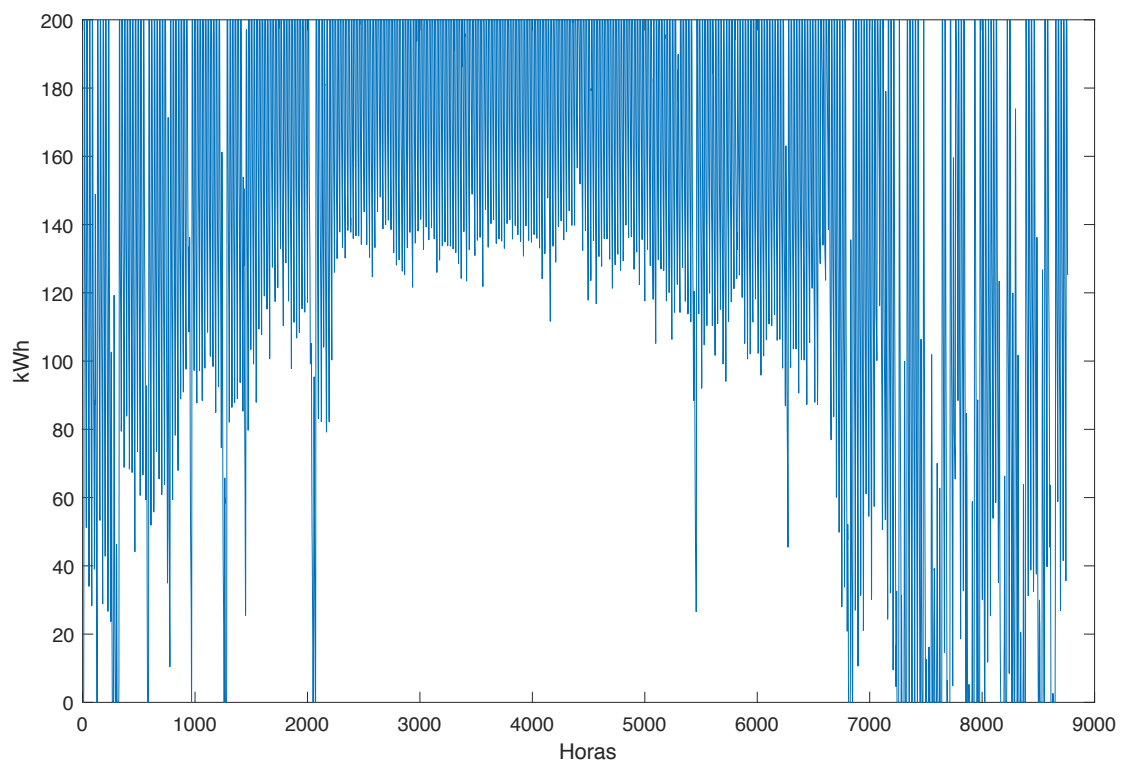


Figura 36. Gráfica de la variación de energía almacenada en la batería

Se observa que durante las horas del año correspondientes a los meses de verano, la batería apenas se descarga desde los 200 kWh hasta los 140 kWh, debido a que hay mayor número de

horas de sol y en ellas se consume la energía directamente de la instalación fotovoltaica. En cambio, durante los meses de invierno, es cuando más uso se hace de las prestaciones de la batería, llegando en muchos momentos a realizarse la descarga completa durante las horas nocturnas de la energía almacenada de la misma.

Teniendo en cuenta el intercambio que realiza la batería de manera horaria, la potencia requerida en el convertidor será de 90 kW. Este valor representa el máximo diferencial de potencia intercambiado en una hora entre la batería y la red a lo largo de un año.

Finalmente, con la incorporación de la batería se consumen de la red poco más de 5 MWh al año, y se vuelca a la misma casi 132 MWh anuales. Si se compara con los resultados del escenario 2 sin batería, donde se consumían al año 41 MWh y se inyectaba al sistema eléctrico un excedente de 168 MWh, se observa la gran disminución en el consumo de energía eléctrica procedente de la red que hacen los usuarios gracias al banco de baterías.

En un escenario futuro en el que se considerase esta red como una micro red, la industria podría autoconsumir el excedente de generación de otros usuarios sin cargo económico, aumentando el nivel de independencia con respecto a la red de transporte.

8. Planning

En este capítulo se detalla la planificación de la elaboración de este proyecto, y la planificación de la implementación del mismo.

8.1 Planificación del proyecto

Este proyecto a conllevado un total de casi 4 meses para su elaboración. En esta planificación se detalla el tiempo asociado a cada una de las tareas, las cuales coinciden con las detalladas en la metodología del capítulo 4. Estas se detallan en el diagrama de Gantt de la figura 37.

Mes	Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre				Enero		
Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1. Estudio inicial y lectura de documentación relacionada																			
2. Elección de software																			
3. Creación del modelo de Dig-SILENT																			
4. Estudio de la red con Dig-SILENT																			
5. Evaluación de resultados																			
6. Propuesta de soluciones																			
7. Elaboración de la memoria																			
8. Entrega																			

Figura 37. Diagrama de Gantt de la planificación del proyecto

Puede observarse que muchas de las fases del proyecto se solapan debido a que eran tareas complementarias que era necesario ir realizando a la vez. Las fases que más duración han tenido son la creación del modelo de Dig-SILENT por la necesidad de familiarizarse con el programa y aprender el lenguaje de programación asociado al mismo, y la fase de elaboración de la memoria debido a que esta se ha ido redactando a la vez que se completaban otras fases del proyecto.

8.2 Planificación de la ejecución del proyecto

Para la implementación de este proyecto son necesarios 23 días. Durante la primera semana se realizarán tareas de instalación previa y adecuación de la infraestructura de la caseta que albergará la batería. Para la instalación de la batería y el resto de instrumentación serán necesarios dos días, ya que tiene una instalación sencilla y rápida. Por último, se requerirán 2 semanas más realizar las pruebas necesarias sobre la batería, testeando los equipos y realizando la puesta en marcha. Todo ello se detalla en el diagrama de Gantt que se muestra en la figura 38.

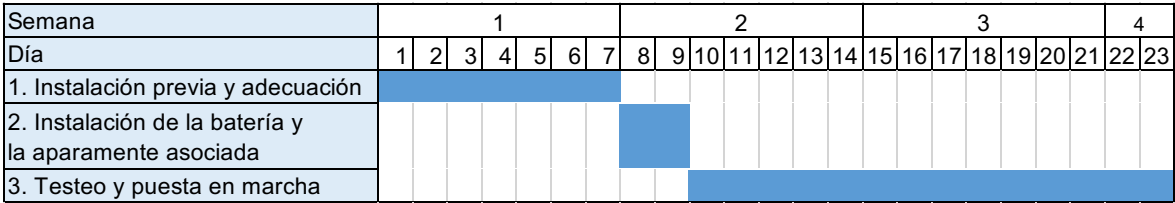


Figura 38. Diagrama de Gantt de la ejecución del proyecto

9. Presupuesto

9.1 Presupuesto de la elaboración del proyecto

Dentro de los costes que engloban la elaboración de este proyecto, hay conceptos relacionados con el personal que ha intervenido en su realización y con las licencias de los programas empleados. El coste total del proyecto asciende a 18.300 €. En la tabla 6, se muestra un desglose del presupuesto.

Concepto		Horas	Precio horario [€/h]	Total [€]
Personal	Estudiante de máster	400	15	6.000
	Director del proyecto	30	50	1.500
Licencias de software	Dig-SILENT	-	10.000	10.000
	Matlab	-	800	800
TOTAL				18.300

Tabla 6. Presupuesto de la elaboración del proyecto

Los costes de personal implican tanto el coste del estudiante como el coste del director del proyecto. En cuanto a las licencias, se han incluido los costes de licencia anual de estos programas. No se ha incluido el coste de la licencia de forma proporcional a las horas empleadas en la realización del proyecto puesto que los proveedores solo comercializan licencias anuales y no en función del volumen temporal del proyecto.

9.2 Presupuesto de la implementación del proyecto

Para la ejecución de este proyecto en la red objeto de este estudio, el presupuesto requerido asciende a 181.160 €.

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Total [€]
Batería de litio	200 kWh	700 €/kWh	140.000
Electrónica de potencia	90 kW	200 €/kW	18.000
Otros costes de instalación	10%	-	15.800
Personal	368 h	20 €/h	7.360
TOTAL			181.160

Tabla 7. Presupuesto de la implementación del proyecto.

Los costes unitarios de la batería y la electrónica de potencia se han determinado en base a la experiencia del CITCEA en proyectos similares. En ellos, el precio de la batería es de 700 €/kWh de capacidad y respecto a la electrónica de potencia, que está constituida principalmente por el convertidor, de 200 €/kW de potencia intercambiada.

10. Impacto ambiental y social

10.1 Impacto ambiental

En este punto se analiza principalmente el impacto ambiental de la solución propuesta y de la red altamente descarbonizada. Tanto la batería de litio que se propone como el alto grado de penetración de renovables permiten a la red tener más independencia del sistema de transporte, y de la red eléctrica en general. Esto, además, conlleva un alejamiento de los combustibles fósiles convencionales que aún están tan presentes en el mix energético en España, como se muestra en la figura 39. Durante el año 2018, la presencia de la energía fotovoltaica solo ha representado un 3 % sobre la generación total de energía. La red con alto grado de generación renovable contribuye al incremento de este índice, además de favorecer el autoconsumo y el mercado de la tecnología fotovoltaica.

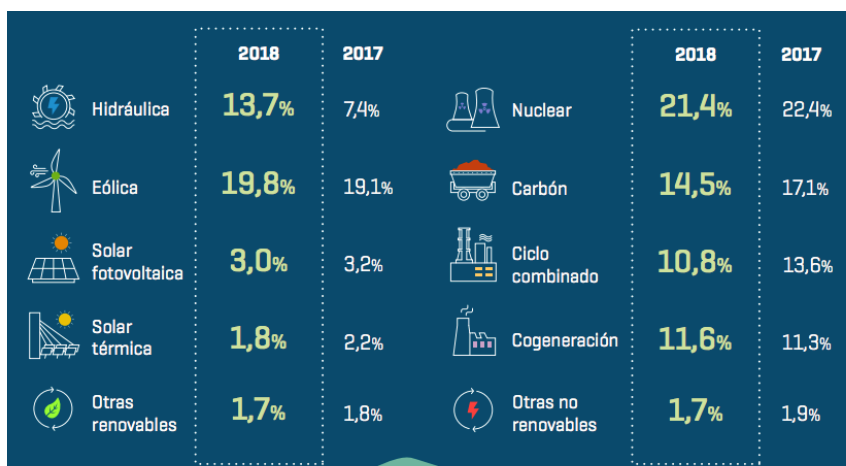


Figura 39. Detalle del mix energético en España en 2017 y 2018 [20]

Con la solución propuesta a partir del escenario 2, la reducción de consumo eléctrico procedente de la red corresponde a 36.274 kWh al año. En términos de emisiones a la atmósfera y teniendo en cuenta la intensidad del uso del carbón en la generación energética en España, por cada kWh procedente de generación renovable se ahorran 0,3 kg de CO₂ [22]. En este caso, el total de emisiones de CO₂ que se han evitado son 11 T eq. CO₂/año.

Por otro lado, el banco de baterías que se proponen en la solución tiene un cierto número de emisiones asociadas al ciclo de vida del producto. Para el análisis del ciclo de vida de un bien hay que tener en cuenta las etapas que se muestran en la figura 40, buscando siempre una segunda vida del producto o su reciclaje cuando la vida útil del producto se da por terminada.

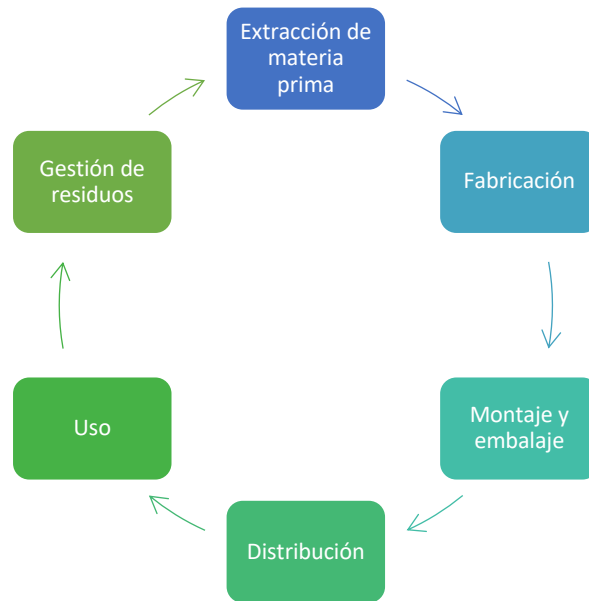


Figura 40. Etapas del ciclo de vida de un producto. Fuente: Elaboración propia.

Durante el ciclo de vida, se producen emisiones en las distintas fases asociadas. También hay emisiones en la producción y transformación de los materiales que servirán como materia prima del producto. Además de las emisiones, hay otros residuos asociados a cada etapa.

Como se menciona en Yuan et al. [23], hay una gran cantidad de energía primaria consumida en la fabricación de baterías. Se detalla que las baterías pueden dar 1.029 veces la energía que requieren para ser fabricadas, sin tener en cuenta el deterioro por sucesivos ciclos de carga y descarga.

Una batería de litio del tipo LiFePO_4 emite un total de 109,3 kg $\text{CO}_2\text{-eq/kWh}$ de capacidad. [24] Teniendo en cuenta que la capacidad del banco de baterías propuesto en este proyecto alcanza los 200 kWh, suponen una emisión durante su proceso de fabricación de 21,8 T $\text{CO}_2\text{-eq}$.

Si se considera una vida útil de 15 años, la batería ahorrará un total de 544.110 kWh de consumo de la red eléctrica al final de los 15 años, lo que supone más de 163 T $\text{CO}_2\text{-eq}$. Si a este número, se le descuentan las toneladas de emisiones producidas durante la fabricación del banco de baterías, el total de emisiones que se evitan con este proyecto son más de 141 T $\text{CO}_2\text{-eq}$.

10.2 Impacto social

El impacto social de este proyecto es bastante amplio, pues además de permitir a los usuarios reducir el grado de independencia del sistema eléctrico, también garantiza el suministro de energía eléctrica en caso de fallo de la red. Esto supone una gran estabilidad para los

consumidores de esta red rural, en la cual los cortes de energía o las contingencias en la red ocurren con mucha más frecuencia que en las grandes ciudades.

Por el momento, la solución propuesta permite la reducción del consumo en la factura eléctrica de los usuarios de la red objeto de este estudio, lo que claramente beneficia a la economía doméstica de los mismos. Teniendo en cuenta que los consumidores ahorran anualmente 36 MWh y que el precio unitario de la energía de la distribuidora que opera en la zona es de 0,146914 €/kWh, el ahorro de los consumidores de esta red en el término de energía asciende al 88 % que representan un valor de 5.289 €/año. [21]

No obstante, el impacto social del proyecto esta enormemente ligado a las políticas energéticas relacionadas con el autoconsumo, pues en un contexto en el que hubiera balance neto de energía con la red, los usuarios podrían ver reducida su factura de la luz en tantos kWh como generaran de excedente sus instalaciones fotovoltaicas. Con ello, no solo se haría un uso más sostenible de los recursos, si no que se favorecería el incremento de la energía renovable en el mix energético y se fomentaría la instalación de tecnologías de generación distribuida. Además se fomentaría la incorporación de nuevos modelos de negocio que beneficiarían tanto al usuario como a las propias distribuidoras.

11. Conclusiones

Una vez finalizado este estudio, se evalúa el grado de consecución de los objetivos de este proyecto. La metodología implementada ha permitido evaluar las condiciones de la red actuales y el estado futuro incorporando la solución propuesta.

Los diferentes escenarios estudiados han permitido someter a la red a diferentes estados de carga en los que la condiciones de operación son casos más extremos, aunque probables. La infraestructura existente ha probado su capacidad ante ellos, de forma que las líneas y buses actuales aguantan las corrientes y las tensiones que pueden llegar a presentarse.

Sin embargo, en algunos de estos escenarios se ha registrado una elevada penetración de energía renovable, ante la previsión de una red altamente descarbonizada. En ellos, una gran cantidad de energía se vuelca a la red debido a una mayor generación que demanda durante algunos momentos del día, mientras que en otros periodos los usuarios tienen que seguir comprando energía al sistema eléctrico.

Para compensar esta situación, la solución propuesta permite hacer un uso más efectivo de estos recursos, dando la oportunidad a los usuarios de consumir la energía que generan sus instalaciones en aquellos momentos en los que no hay generación renovable. El almacenamiento de energía mediante baterías de litio, no solo reduce la demanda de energía de los consumidores hacia la red eléctrica, sino que disminuye la vulnerabilidad de los mismos ante posible contingencias o cortes en la red. La dependencia de la red del caso de estudio del sistema de distribución es menor, favoreciendo la integración de energías renovables y mejorando la fiabilidad de la red eléctrica rural.

Además, los usuarios reducen las emisiones de CO₂ a la atmósfera a la vez que ven reducida su factura eléctrica en un 88 %. Por el otro lado, la distribuidora provee de diferentes servicios a los consumidores de esta red, como la modulación inmediata de la demanda o la garantía de suministro.

La implementación de esta solución podría permitir realizar una serie de medidas mediante monitoreo del sistema que proporcionen una visión práctica de la incorporación de baterías de litio en redes rurales.

Futuros estudios podrían evaluar el impacto de la batería de litio incorporada en esta red sobre la calidad de onda entre otros. También se podría plantear la posibilidad de que la industria instalase generación renovable como el resto de usuarios, contribuyendo a la total descarbonización de esta red.

Bibliografía

- [1] Real Academia de Ingeniería, Endesa, El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro, Madrid: Real Academia de Ingeniería., 2017.
- [2] E. S. Association, «ESA» Energy Storage Association, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://energystorage.org>. [Último acceso: Diciembre 2018].
- [3] Díaz- González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, Bianchi FD, «Energy management of flywheel-based energy storage device for wind power smoothing,» *Applied Energy* 110, pp. 207-209, 2013.
- [4] ADELE – Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply, «RWE», 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/391748/data/364260/1/rwe-power-ag/innovations/Brochure-ADELE.pdf> [Último acceso: Noviembre 2018].
- [5] Alacaes, «Alacaes» Alacaes. [En línea]. Disponible en: <http://alacaes.com>. [Último acceso: Noviembre 2018].
- [6] Müller M, Viernstein L, Truong CN, Eiting A, Hesse HC, Witzmann R, Jossen A, «Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe,» *Journal of Energy Storage* 9, pp. 1-11, 2017.
- [7] International Renewable Energy Agency, «Electricity storage and renewable: costs and markets to 2030,» IRENA, Octubre 2017.
- [8] Rechargeable batteries: General purpose and high rate discharge series, «Power Sonic», 2015. [En línea]. Disponible en: www.power-sonic.com [Último acceso: Diciembre 2018].
- [9] T. Brown, J. Hörsch, D. Schlachtberger, PyPSA: Python for Power System Analysis, 2018, *Journal of Open Research Software*, 6(1), arXiv:1707.09913, DOI: 10.5334/jors.188.
- [10] Siemens AG, «Siemens Digital Grid Store, PSSE» 1996-2018. [En línea]. Available: https://pss-store.siemens.com/store/sipti/en_IE/home. [Último acceso: Diciembre 2018].
- [11] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez & others, «Matpower» PSERC, Octubre 2018. [En línea]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>. [Último acceso: Diciembre 2018].

2018].

[12] DlgSILENT GmbH, «Dlg-SILENT Power Factory 15.2» Research Licence (PF4R).

[13] DlgSILENT GmbH, DlgSILENT PowerFactory 15 User Manual, Gomaringen, Germany : Octubre, 2014.

[14] Alcántara F, Estudio de estabilidad estática de tensiones utilizando PowerFactory, Sevilla: ETSI Sevilla, 2012.

[15] Google, «Google Maps,» [En línea]. Disponible en:
<https://www.google.com/maps/place/Santa+Mar%C3%ADa+de+Corc%C3%B3,+Barcelona/@42.0365265,2.3650091,263m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x12a52e6ca3ec2341:0x55690ebf8d7d0d8d!8m2!3d42.0348437!4d2.3700711>. [Último acceso: Diciembre 2018].

[16] Cearca Conductores Eléctricos, «Catenet,» [En línea]. Available:
<http://www.cearca.com/productos/pdf/Cetenet.pdf>. [Último acceso: Diciembre 2018].

[17] Fenecon, «FENECON Commercial 50-Serie,» FENECON GmbH, Deggendorf, Germany, 2018.

[18] Google, «Google Maps,» [En línea]. Disponible en:
<https://www.google.com/maps/@42.0364385,2.3673885,3a,75y,119.73h,106.23t/data=!3m6!1e1!3m4!1ssksGk8SjuJvpoJyFsf-onw!2e0!7i13312!8i6656>. [Último acceso: Diciembre 2018].

[19] MATLAB. [R2018a] The MathWorks, Inc. ISI Academic Research, 2018.

[20] Red Eléctrica de España, «REE,» Diciembre 2018. [En línea]. Disponible en:
https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2018/Red-Elctrica-Infografia-Sector-Elctrico-Espa%C3%B1ol_paginado.pdf. [Último acceso: Enero 2018].

[21] Estabanell Energia, «Estabanell Energia,» 2018. [En línea]. Disponible en:
<https://www.estabanell.cat/es/serveis/tarifes/>. [Último acceso: 2019].

[22] ElectricityMap. Emisiones de CO2 del consumo eléctrico en tiempo real. [Online]. Disponible en:
<https://www.electricitymap.org/?page=country&solar=false&remote=true&wind=false&countryCode=ES>. [Último acceso: Enero 2018].

- [23] Yuan C, Deng Y, Li T, Yang F. CIRP Annals, «Manufacturing energy analysis of lithium ion battery pack for electric vehicles,» 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0007850617301099>. [Último acceso: Enero 2019].
- [24] Hao H, Mu Z, Jiang S, Liu Z, Zhao F. MDPI Open Access, «GHG Emissions from the Production of Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles in China,» 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2071-1050/9/4/504/htm> [Último acceso: Enero 2019].

